



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΔΙΕΡΓΑΣΙΩΝ

Συστήματα Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης σε Θερμοκήπια: Έλεγχος Βιωσιμότητας και Σχεδιασμός

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Καλλιόπη Ταταράκη

Πολιτικός Μηχανικός ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2019

Τριμελής Συμβουλευτική Επιτροπή

Z. Μαρούλης, Καθηγητής ΕΜΠ (Επιβλέπων)

E. Βουτσάς, Καθηγητής ΕΜΠ

M. Κροκίδα, Καθηγήτρια ΕΜΠ

Επταμελής Εξεταστική Επιτροπή

Z. Μαρούλης, Καθηγητής ΕΜΠ (Επιβλέπων)

E. Βουτσάς, Καθηγητής ΕΜΠ

M. Κροκίδα, Καθηγήτρια ΕΜΠ

A. Τσακανίκας, Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

Δ. Ασημακόπουλος, Ομότιμος Καθηγητής ΕΜΠ

Γ. Αραμπατζής, Επίκουρος Καθηγητής Πολυτεχνείου Κρήτης

K. Καββαδίας, Ερευνητής Joint Research Centre

Καλλιόπη Ταταράκη

Η έγκριση της διδακτορικής διατριβής από την Ανώτατη Σχολή Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου δεν υποδηλώνει αποδοχή γνώμων του συγγραφέα (N.5343/1932, Άρθρο 202).

Η διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε με τη χρηματοδότηση από τον Ειδικό Λογαριασμό Κονδυλίων Έρευνας (ΕΛΚΕ) του ΕΜΠ.

*Στη Μνήμη της Γιαγιάς μου, Καλλιόπης
και του Παππού μου, Δημήτρη*

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής πραγματοποιήθηκε στο Εργαστήριο Σχεδιασμού και Ανάλυσης Διεργασιών, της Σχολής Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, κατά τη χρονική περίοδο 2013-2019, υπό την επίβλεψη του Καθηγητή κ. Ζαχαρία Μαρούλη και υποστηρίχθηκε οικονομικά από τον Ειδικό Λογαριασμό Κονδυλίων Έρευνας (ΕΛΚΕ) του ΕΜΠ.

Η ολοκλήρωση της διατριβής αποτελεί το επιστέγασμα προσωπικής δουλειάς και αφοσίωσης, αλλά και καθοριστικής συμβολής πολλών ανθρώπων στους οποίους οφείλω να εκφράσω τις ευχαριστίες και την ευγνωμοσύνη μου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Επιβλέποντα Καθηγητή μου, κ. Ζαχαρία Μαρούλη, για την ανάθεση του θέματος και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε όλα αυτά τα χρόνια, τη συνεχή του καθοδήγηση και την πολύτιμη υποστήριξή του σε ερευνητικό και προσωπικό επίπεδο. Η αδιάλειπτη παρουσία του και η διάθεσή του για μετάδοση γνώσης συνετέλεσαν σημαντικά στην εκπαίδευσή μου και στη διεύρυνση του τρόπου σκέψης μου ως άνθρωπος και ως μηχανικός.

Θερμές ευχαριστίες οφείλω και στα άλλα δύο μέλη της Συμβουλευτικής Επιτροπής, τον Καθηγητή κ. Επαμεινώνδα Βουτσά, και την Καθηγήτρια κ. Μαγδαληνή Κροκίδα, για τις πολύτιμες συμβουλές τους κατά τη διάρκεια της φοίτησής μου, αλλά και για τη δημιουργία ενός πολύ ευνοϊκού κλίματος εργασίας και συνεργασίας, συμβάλλοντας καθοριστικά στην καθημερινή μου προσπάθεια και στην ολοκλήρωση της εργασίας αυτής.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στην Δρ. Ευγενία Τζαννίνη για την πολύπλευρη και σημαντική υποστήριξή της, την επέκταση των γνώσεών μου στο πεδίο της αγοράς ενέργειας, και τη διαρκή ενθάρρυνση που μου παρείχε όλα αυτά τα χρόνια. Ευχαριστώ, επίσης, τους Δρ κ. Χρήστο Κορρέ, κ. Γιώργο Σκαρπέτη, και τον συνάδελφο μηχανικό Στάθη Μαραγκάκη για τις πολύτιμες γνώσεις που μου παρείχαν χάρη στην πολυετή τους επαγγελματική εμπειρία σχετική με το αντικείμενο της διατριβής μου.

Επίσης, ένα μεγάλο ευχαριστώ σε όλους τους συναδέλφους, φίλους και μέλη του Εργαστηρίου Σχεδιασμού και Ανάλυσης Διεργασιών που με υποδέχτηκαν, με ενέταξαν στην ομάδα τους με μεγάλη χαρά, και μοιράστηκαν μαζί μου πολύτιμες στιγμές συνεργασίας, στήριξης, και αποφόρτισης από την καθημερινότητα.

Κλείνοντας τον Πρόλογο, θέλω να αναφερθώ στην οικογένειά μου, στην οποία οφείλω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου για την αμέριστη συμπαράστασή της σε όλα τα χρόνια των ακαδημαϊκών μου σπουδών. Ένα τεράστιο ευχαριστώ στους γονείς μου Αποστολία και Γιώργο, στον αδερφό μου Νικόλα και στον σύντροφό μου Θωμά, οι οποίοι με τον δικό τους ξεχωριστό τρόπο είναι πάντοτε παρόντες, δίνοντας έμπνευση, ενθαρρύνοντας και εμπνυχώντας κάθε μου προσπάθεια. Τέλος, η εργασία αυτή είναι αφιερωμένη στους «πυλώνες» αυτής της οικογένειας, στη γιαγιά μου Καλλιόπη και στον παππού μου Δημήτρη, οι οποίοι με τη στάση ζωής τους, μας έμαθαν αξίες που δε διδάσκονται σε εκπαιδευτικά ιδρύματα, αλλά πηγάζουν από την αγάπη, την κατανόηση και την υπομονή.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. Εισαγωγή	1
1.1 Η Εξεταζόμενη Διεργασία	1
2. Βιβλιογραφική Επισκόπηση	11
2.1 Εισαγωγή	11
2.2 Η Συμπαράγωγή ως Αντικείμενο Έρευνας	11
3. Το Αντικείμενο και οι Στόχοι	19
4. Συμμετοχή Συμπαράγωγής στην Ευρώπη και Διείσδυση στην Ελλάδα	23
4.1 Εισαγωγή	23
4.2 Συμμετοχή στην Ευρώπη	23
4.3 Μηχανισμοί Υποστήριξης και Διείσδυση Συμπαράγωγής στην Ελλάδα	30
4.3.1 Μέτρα Ενίσχυσης και Εξέλιξη Νομοθετικού Πλαισίου	30
4.3.2 Διείσδυση στην Ελλάδα	31
5. Συγκριτική Διερεύνηση Επενδυτικής και Λειτουργικής Βιωσιμότητας	35
5.1 Εισαγωγή	35
5.2 Περιγραφή Συστήματος	37
5.3 Εκτίμηση Κόστους με τη Μέθοδο του Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	39
5.3.1 Σχηματισμός 1: Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης	40
5.3.2 Σχηματισμός 2: Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης	42
5.3.3 Σχηματισμός 3: Αντλία Θερμότητας & Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης	44
5.4 Κριτήρια Επενδυτικής Βιωσιμότητας	48
5.5 Κριτήρια Λειτουργικής Βιωσιμότητας	49
5.6 Αποτελέσματα	50
5.6.1 Ανάλυση Ευαισθησίας	50
5.6.2 Χάρτες Βιωσιμότητας	55
5.6.3 Ειδικές Περιπτώσεις	56
5.7 Συμπεράσματα	58
6. Σχεδιασμός Συστημάτων Συμπαράγωγής σε Θερμοκήπια	61
6.1 Εισαγωγή	61
6.2 Μαθηματικό Μοντέλο Φορτίων Θερμοκηπίου	63
6.2.1 Μετεωρολογικό Μοντέλο	64

6.2.2	Μοντέλο Θερμικών και Ψυκτικών Φορτίων	65
6.3	Σχεδιασμός	67
6.3.1	Σχεδιασμός Αυτόνομου Συμβατικού Συστήματος Θέρμανσης και Ψύξης (ΣΣΘΨ)	67
6.3.2	Σχεδιασμός Αυτόνομου Συστήματος Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης (ΣΗΘΨ)	68
6.3.3	Σχεδιασμός Συστήματος ΣΗΘΨ σε Συνδυασμό με Βοηθητικό (back-up) ΣΣΘΨ	69
6.4	Οικονομικό Μοντέλο	72
6.4.1	Πρόβλημα Σχεδιασμού Νέας Εγκατάστασης (Grassroots Design)	73
6.4.2	Πρόβλημα Τροποποίησης Υφιστάμενης Εγκατάστασης (Retrofit Design)	75
6.4.3	Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Περιβαλλοντική Συμπεριφορά	76
6.5	Μελέτη Περίπτωσης	78
6.6	Αποτελέσματα Σχεδιασμού	81
6.6.1	Σχεδιασμός Νέας Εγκατάστασης (Grassroots Design) για Θέρμανση	81
6.6.2	Το Ενδεχόμενο της Ενεργητικής Ψύξης στον Σχεδιασμό Grassroots	84
6.6.3	Ανάλυση Ευαισθησίας: Επίδραση των τιμών ενέργειας και μέτρων στήριξης	89
6.6.4	Ανάλυση Ευαισθησίας: Επίδραση των μετεωρολογικών συνθηκών και του είδους καλλιέργειας	90
6.6.5	Αποτελέσματα Σχεδιασμού Τροποποίησης Υφιστάμενης Εγκατάστασης (Retrofit Design)	100
6.7	Συμπεράσματα	101
7.	Συμπεράσματα	107
	Βιβλιογραφία	111

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 1.1. Συνολικός βαθμός απόδοσης και κόστος επένδυσης ανά τύπο κινητήρα συμπαραγωγής [7], [9].	3
Σχήμα 1.2. Συνολικός βαθμός απόδοσης και θερμοκρασία εξόδου ανά τύπο κινητήρα συμπαραγωγής [6]–[9].	4
Σχήμα 1.3. Διάγραμμα ροής μονάδας συμπαραγωγής με MEK.	5
Σχήμα 1.4. Διάγραμμα ενθαλπίας-θερμοκρασίας δικτύου εναλλακτών ανάκτησης θερμότητας σε μονάδα συμπαραγωγή MEK.	5
Σχήμα 1.5. Απλοποιημένο διάγραμμα ροής τριπαραγωγής με ψύκτη απορρόφησης θερμότητας.	6
Σχήμα 1.6. Διάγραμμα ροής ψύκτη απορρόφησης $H_2O-LiBr$ μονού σταδίου.	8
Σχήμα 2.1. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά έτος.	12
Σχήμα 2.2. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά περιοδικό.	12
Σχήμα 2.3. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά χώρα.	13
Σχήμα 2.4. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά ίδρυμα.	14
Σχήμα 2.5. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά συγγραφέα.	16
Σχήμα 4.1. Συνολική εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς κατανεμόμενων μονάδων συμπαραγωγής ανά χώρα [32].	25
Σχήμα 4.2. Συντελεστής χρησιμοποίησης ΣΗΘΥΑ ανά χώρα.	25
Σχήμα 4.3. Ποσοστά συμμετοχής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά χώρα [32].	26
Σχήμα 4.4. Χρήση καυσίμου για συστήματα συμπαραγωγής ανά χώρα [32].	26
Σχήμα 4.5. Εγκατεστημένη ισχύς ΣΗΘΥΑ ανά έτος [38].	32
Σχήμα 4.6. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΣΗΘΥΑ [38].	32
Σχήμα 4.7. Διαχρονική εξέλιξη τιμών ενέργειας στην Ελλάδα [38], [39].	33
Σχήμα 4.8. Μητρώο μονάδων συμπαραγωγής σε λειτουργία στην Ελλάδα.	34
Σχήμα 5.1. Ενεργειακές ροές ενός συστήματος συμπαραγωγής ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης σε συνδυασμό με συμβατικά συστήματα.	39
Σχήμα 5.2. Αποτελέσματα των επιμέρους όρων του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τρία διαφορετικά σενάρια.	52
Σχήμα 5.3. Επίδραση των (α) τεχνικών, (β) οικονομικών χαρακτηριστικών, και (γ) χαρακτηριστικών του φορτίου στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.	54
Σχήμα 5.4. Ανάλυση ευαισθησίας: Επίδραση των τεχνικών, οικονομικών χαρακτηριστικών, και χαρακτηριστικών του φορτίου στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. (μαύρες μπάρες: αύξηση παραμέτρων, γκρι μπάρες: μείωση παραμέτρων).	55
Σχήμα 5.5. Χάρτες βιωσιμότητας: Επίδραση των τιμών φυσικού αερίου στην ελάχιστη απαιτούμενη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για τη βιωσιμότητα της συμπαραγωγής.	56
Σχήμα 5.6. Χάρτες επενδυτικής βιωσιμότητας σε ειδικές περιπτώσεις θέρμανσης ή ψύξης.	57
Σχήμα 6.1. Διάγραμμα ροής πληροφοριών σχεδιασμού.	64
Σχήμα 6.2. Συνδυαστική λειτουργία συστήματος ΣΗΘΨ και ΣΣΘΨ.	69

Σχήμα 6.3. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Μετεωρολογικές συνθήκες και ενεργειακή ζήτηση θερμοκηπίου.....	83
Σχήμα 6.4. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Επίδραση της ισχύος ΣΗΘ στον σχεδιασμό.	84
Σχήμα 6.5. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Σχεδιασμός grassroots με μονάδα ΣΗΘ 5 MWe.....	84
Σχήμα 6.6. Συγκριτικά αποτελέσματα <i>ROIgh</i> με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.	85
Σχήμα 6.7. Συγκριτικά αποτελέσματα <i>MPESR</i> με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.	85
Σχήμα 6.8. Συγκριτικά αποτελέσματα <i>SRCO2</i> , με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.	86
Σχήμα 6.9. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots για τρία διαφορετικά σενάρια ενεργειακού εξοπλισμού.....	88
Σχήμα 6.10. Επίδραση των τιμών ενέργειας και των επιδοτήσεων, στην επιστροφή της επένδυσης <i>ROIgh</i>	90
Σχήμα 6.11. Μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος και ηλιακή ακτινοβολία κατά τη διάρκεια του έτους, για τρεις περιοχές της Ελλάδας.....	91
Σχήμα 6.12. Ετήσιες θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις για την καλλιέργεια τομάτας και αγγουριού στην Ελλάδα.	93
Σχήμα 6.13. Συνοπτικά αποτελέσματα της επιστροφής της επένδυσης <i>ROIgh</i> για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.....	93
Σχήμα 6.14. Συνοπτικά αποτελέσματα δείκτη <i>MPESR</i> για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.	94
Σχήμα 6.15. Συνοπτικά αποτελέσματα δείκτη <i>SRCO2</i> για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.	94
Σχήμα 6.16. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια τομάτας στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.	97
Σχήμα 6.17. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια αγγουριού στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.....	98
Σχήμα 6.18. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια φράουλας στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.	99
Σχήμα 6.19. Αποτελέσματα σχεδιασμού Retrofit για δύο σενάρια επέκτασης εξοπλισμού.	101

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1. Χαρακτηριστικά κινητήρων σε συστήματα συμπαραγωγής [6]–[9].	3
Πίνακας 1.2. Χαρακτηριστικά ψυκτών απορρόφησης και εφαρμογές [7].	7
Πίνακας 4.1. Βασικοί μηχανισμοί στήριξης ΣΗΘΥΑ στην Ευρώπη [7], [33].	27
Πίνακας 5.1. Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (<i>LCOE</i>) συστήματος συμπαραγωγής σε σύγκριση με τρία εναλλακτικά συστήματα.	46
Πίνακας 5.2. Παράγοντες που επηρεάζουν το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.	46
Πίνακας 5.3. Κριτήρια επενδυτικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής.	48
Πίνακας 5.4. Κριτήρια λειτουργικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής για θέρμανση.	49
Πίνακας 5.5. Κριτήρια λειτουργικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής για ψύξη.	50
Πίνακας 5.6. Αποτελέσματα από τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.	51
Πίνακας 6.1. Βασικά χαρακτηριστικά των σύγχρονων υφιστάμενων θερμοκηπίων στην Ελλάδα.	78
Πίνακας 6.2. Σύνοψη μετεωρολογικών, τεχνικών και οικονομικών δεδομένων.	80
Πίνακας 6.3. Συνοπτικά αποτελέσματα σχεδιασμού grassroots. Καλλιέργεια τομάτας, αγγουριού και φράουλας, στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.	96

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΕΚ	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΗΘ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΗΘΨ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας και Ψύξης
ΣΚΠΗΕ	Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΡ	Συντελεστής Ρήτρας
ΣΣΘΨ	Συμβατικό Σύστημα Θέρμανσης και Ψύξης
ΥΠΕΚΑ	Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας
CapEx	Capital Expenditure
CO ₂	Διοξείδιο του Άνθρακα
COP	Συντελεστής Συμπεριφοράς
FAO	Food and Agriculture Organization
FiP	Feed-in Premium
FiT	Feed-in Tariff
H ₂ O	Νερό
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRR	Internal Rate of Return
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LiBr	Βρωμιούχο Λίθιο
MPESR	Modified Primary Energy Savings Ratio
NH ₃	Αμμωνία
NPV	Net Present Value
OpEx	Operating Expenses
ROI	Return on Investment
SPB	Simple Payback Period
SRCO ₂	CO ₂ Savings Ratio

TGC	Tradable Green Certificates
WACC	Weighted Average Cost of Capital

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Κύριος στόχος της παρούσας διατριβής είναι ο έλεγχος οικονομικής βιωσιμότητας και η διερεύνηση της επίδρασης των συστημάτων συμπαραγωγής, ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης (ΣΗΘΨ) στην οικονομική απόδοση, την ενεργειακή και περιβαλλοντική συμπεριφορά σύγχρονων θερμοκηπίων. Για τον σκοπό αυτό, πραγματοποιήθηκε συστηματικός έλεγχος επενδυτικής και λειτουργικής βιωσιμότητας των εν λόγω συστημάτων, συγκριτικά με τρεις εναλλακτικούς συνδυασμούς τεχνολογιών για θέρμανση και ψύξη, επιλέγοντας το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΚΠΗΕ, LCOE) ως δείκτη αξιολόγησης. Στο πλαίσιο του σχεδιασμού συμπαραγωγής σε θερμοκήπια, προτάθηκε ένα ολοκληρωμένο μαθηματικό μοντέλο, το οποίο περιγράφει το ημερήσιο θερμικό και ψυκτικό φορτίο της εγκατάστασης κατά τη διάρκεια του έτους, και υπολογίζει το μέγεθος του απαιτούμενου εξοπλισμού μαζί με τις ημερήσιες ενεργειακές ροές. Η οικονομική απόδοση της επένδυσης προσδιορίστηκε με τον δείκτη επιστροφής της επένδυσης (Return on Investment, ROI), η ενεργειακή συμπεριφορά του θερμοκηπίου με έναν τροποποιημένο δείκτη εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (Modified Primary Energy Savings Ratio, MPESR), ενώ η περιβαλλοντική συμπεριφορά με τον δείκτη μείωσης εκπομπών CO₂, (CO₂ Savings Ratio, SRCO₂). Ως κινητήρας επιλέχθηκε η μηχανή εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) λόγω της ευρείας χρήσης της, και η ανάλυση εφαρμόστηκε για τα δεδομένα της Ελλάδας. Ωστόσο, μπορεί να εφαρμοστεί αποτελεσματικά σε οποιαδήποτε χώρα, χρησιμοποιώντας τα κατάλληλα τεχνικά, μετεωρολογικά και οικονομικά χαρακτηριστικά. Αποδείχθηκε ότι από τις οικονομικές παραμέτρους, οι τιμές ενέργειας και οι επιδοτήσεις που δίνονται για την προώθηση της συμπαραγωγής έχουν τη μεγαλύτερη επίδραση τόσο στη βιωσιμότητα όσο και στο σχεδιασμό, ενώ από τις τεχνικές παραμέτρους, οι αποδόσεις εξοπλισμού φάνηκαν καθοριστικές στη συγκριτική αξιολόγηση με εναλλακτικά συστήματα. Η συμπαραγωγή αποδείχθηκε μία οικονομικά αποδοτική λύση για τα θερμοκήπια, που σε συνδυασμό με την ενεργητική ψύξη με ψύκτες απορρόφησης, αυξάνει την ετήσια παραγωγικότητα και τις ταμειακές ροές, παρουσιάζοντας ωστόσο σημαντικές διαφοροποιήσεις ανάμεσα σε περιοχές με διαφορετικά κλιματικά χαρακτηριστικά, και προϊόντα με διαφορετικές προδιαγραφές καλλιέργειας.

ABSTRACT

Main objective of the present thesis is the investigation of the economic viability and the effect of combined cooling, heating and power (CCHP) systems in the economic efficiency, the energetic and environmental behavior of modern greenhouses. For this purpose, a systematic investigation of the investment and operating viability of these systems was conducted, in comparison with three alternative combinations of technologies for heating and cooling, by using the Levelized Cost of Electricity (LCOE) as assessment indicator. During CCHP design in greenhouses, a comprehensive mathematical model was proposed, which describes the daily heating and cooling load of the facility during a whole year and calculates the required energy equipment capacity, along with the daily energy flows. The economic efficiency of the investment was identified with the Return on Investment (ROI) indicator, the energetic behavior with a modified primary energy savings ratio (MPESR), while the environmental behavior with the CO₂ savings ratio (SRCO₂). Internal combustion engine (ICE) was used as prime mover due to its extensive use, and the analysis was conducted for the case of Greece. However, it can be efficiently implemented in any country, with the use of appropriate technical, meteorological and economic characteristics. It was proved that among the economic parameters, the energy prices and the subsidies given for cogeneration promotion, showed the largest impact both on viability and the design, while among the technical parameters, the equipment efficiencies were very significant in the comparative analysis with alternative systems. Cogeneration was proved a cost-effective solution for greenhouses which, in combination with absorption chillers' active cooling, extends the annual productivity and cash flows. However, significant differentiations were noticed among locations with different climatic characteristics and products with different cultivation requirements.

ΕΠΙΤΕΛΙΚΗ ΣΥΝΟΨΗ

Η μείωση των αποθεμάτων σε ορυκτά καύσιμα σε συνδυασμό με την ανάγκη για περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έχουν στρέψει παγκοσμίως το ενδιαφέρον σε τεχνολογίες αυξημένης ενεργειακής αποδοτικότητας. Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ), αποτελεί εδώ και πολλές δεκαετίες μία ευρέως αναγνωρισμένη τεχνολογία για το σκοπό αυτό. Ο τρόπος λειτουργίας της βασίζεται στην ανάκτηση και εκμετάλλευση μεγάλου μέρους της θερμότητας που παράγεται σε έναν κινητήρα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, επιτυγχάνοντας με αυτό τον τρόπο συνολικό βαθμό απόδοσης μεγαλύτερο του 80-85%. Εκτός από τα ενεργειακά και περιβαλλοντικά οφέλη που προσφέρει, η συμπαραγωγή συμβάλει σημαντικά στη μείωση του λειτουργικού κόστους, ενώ επίσης αυξάνει την ασφάλεια εφοδιασμού καθώς οι μονάδες εγκαθίστανται συνήθως κοντά στο σημείο ζήτησης, μειώνοντας έτσι τις απώλειες διανομής του δικτύου.

Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής αποτέλεσε ο έλεγχος οικονομικής βιωσιμότητας συστημάτων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης (ΣΗΘΨ) σε σύγκριση με εναλλακτικές ανταγωνιστικές τεχνολογίες, και η διερεύνηση δυνατοτήτων της εφαρμογής των συστημάτων ΣΗΘΨ σε θερμοκηπιακές εγκαταστάσεις. Πιο συγκεκριμένα, η διατριβή στο πρώτο μέρος επικεντρώθηκε στη συστηματική αξιολόγηση της επενδυτικής και λειτουργικής βιωσιμότητας της τεχνολογίας, συγκριτικά με τρεις διαφορετικούς εναλλακτικούς συνδυασμούς συστημάτων για θέρμανση και ψύξη: (1) λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικού ψύκτη (μηχανικής συμπίεσης) που έχει αναλυθεί εκτεταμένα στη βιβλιογραφία, (2) λέβητα και ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου, και (3) αντλίας θερμότητας, τεχνολογίες που συγκριτικά με τη συμπαραγωγή χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης. Στο πλαίσιο αυτό, υπολογίστηκε για τις τρεις αναφερθείσες περιπτώσεις το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE), λαμβάνοντας υπόψη τη θερμική/ψυκτική πίστωση από την ποσότητα θερμικής/ψυκτικής ενέργειας που υποκαθιστά το σύστημα ΣΗΘΨ κάθε φορά. Πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας των τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων και αποδείχθηκε η μεγάλη επίδραση των τιμών ενέργειας στο αποτέλεσμα. Σαν συνθήκη ελέγχου της οικονομικής βιωσιμότητας, επιλέχθηκε η σύγκριση του LCOE με το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου, και αναπτύχθηκαν εξισώσεις (α) επενδυτικής και (β) λειτουργικής βιωσιμότητας. Από τις εξισώσεις, προέκυψε μία γραμμική συσχέτιση ανάμεσα στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, η οποία οδήγησε στη δημιουργία χαρτών βιωσιμότητας των αντίστοιχων περιοχών. Από τη συγκριτική διερεύνηση, αποδείχθηκε ότι το μικρότερο LCOE επιτυγχάνεται στην περίπτωση που η

συμπαραγωγή υποκαθιστά λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη (LCOE =99 €/MWh), και η χαρτογράφηση των περιοχών υπέδειξε ότι για πολλούς συνδυασμούς τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου το σύστημα ΣΗΘΨ είναι βιώσιμο τόσο επενδυτικά, όσο και λειτουργικά. Αντιθέτως, η αντλία θερμότητας προέκυψε ως η πιο ανταγωνιστική τεχνολογία.

Προτάθηκε μαθηματικό μοντέλο για τον σχεδιασμό μονάδων συμπαραγωγής με σκοπό την κάλυψη των ενεργειακών φορτίων σύγχρονου θερμοκηπίου υψηλής ενεργειακής έντασης. Το πρόβλημα επιλύθηκε για δύο διαφορετικές περιπτώσεις: (α) για τον σχεδιασμό νέας εγκατάστασης (grassroots design), και (β) για τον σχεδιασμό τροποποίησης υφιστάμενης εγκατάστασης (retrofit design) που χρησιμοποιεί συμβατικό εξοπλισμό. Επίσης, διερευνήθηκε το ενδεχόμενο ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης. Στο πλαίσιο αυτό, προτάθηκε αρχικά ένα μαθηματικό μοντέλο που προσομοιώνει τις ημερήσιες θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις της εγκατάστασης, και αναπτύχθηκε το μαθηματικό μοντέλο που υπολογίζει τις ενεργειακές ροές και το απαιτούμενο μέγεθος του εξοπλισμού. Η αξιολόγηση λειτουργίας έγινε σε επίπεδο οικονομικό, ενεργειακό και περιβαλλοντικό, υπολογίζοντας την επιστροφή της επένδυσης (ROI), την εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, και την εξοικονόμηση εκπομπών CO₂, αντίστοιχα. Το οικονομικό μοντέλο που αναπτύχθηκε για τον υπολογισμό του ROI, διαχωρίστηκε για τα δύο προβλήματα (grassroots και retrofit). Ο σχεδιασμός πραγματοποιήθηκε για τρεις περιοχές με διαφορετικές κλιματικές συνθήκες, και τρία προϊόντα με διαφορετικές προδιαγραφές καλλιέργειας. Από τα αποτελέσματα προέκυψε ότι η συμπαραγωγή είναι μία οικονομικά αποδοτική λύση, η οποία βελτιώνει την οικονομική απόδοση της εγκατάστασης, και στις περισσότερες περιπτώσεις επιτυγχάνει σημαντική εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας και CO₂. Επιπλέον, η εφαρμογή ενεργητικής ψύξης απέδειξε πως αυξάνει την περίοδο λειτουργίας του θερμοκηπίου και βελτιώνει τις ετήσιες ταμειακές ροές. Η κερδοφορία και η ενεργειακή συμπεριφορά της εγκατάστασης ωστόσο, παρουσιάστηκε ιδιαίτερα ευαίσθητη στις κλιματικές συνθήκες και τις προδιαγραφές καλλιέργειας. Προϊόντα με μικρό επιτρεπόμενο θερμοκρασιακό εύρος καλλιέργειας έχουν υψηλές ενεργειακές απαιτήσεις, κάτι το οποίο επηρεάζει αρνητικά την επιστροφή της επένδυσης. Πολύ σημαντικός προέκυψε επίσης ο ρόλος των οικονομικών κινήτρων που δίνονται από την Πολιτεία για τους χρήστες συμπαραγωγής, καθώς χωρίς την ύπαρξή τους, η επιστροφή ROI κυμαίνεται σε χαμηλότερα ποσοστά, τα οποία μπορούν να καταστήσουν την επένδυση μέχρι και οριακή.

EXECUTIVE SUMMARY

During the last decades, there has been an increasing interest on high energy efficiency technologies due both to the decrease of fossil fuels reserves and the need for limitation of greenhouse gas emissions. Combined heating and power (CHP), has been a widely recognized technology for this purpose. The operation principle is based on the recovery and exploitation of the co-generated heat during electricity production process in a prime mover, achieving in this way an overall efficiency of more than 80-85%. Besides the energy and environmental benefits, CHP also contributes to the reduction of operating costs, while it increases the energy quality and supply security, since the units are usually installed on-site or near site, with the distribution losses to be diminished.

Objective of the present PhD thesis has been the economic viability investigation of combined cooling, heating and power (CCHP) systems in comparison to alternative competitive technologies, and the evaluation of CCHP affordability in greenhouse applications. The first part is focused on the systematic assessment for the operating viability of the technology, compared to three different alternative configurations for heating and cooling; (a) natural gas boiler and electric/compression chiller which has been extensively analysed in literature, (b) natural gas boiler and gas-driven absorption chiller, and (c) reversible heat pump, technologies that have been slightly investigated compared to CCHP systems. In this framework, the Levelized Cost of Electricity (LCOE) was calculated, considering the heat/cool credit gained due to the amount of heating/cooling energy that is substituted by CCHP, in each case. A sensitivity analysis was carried out to explore the effect of technical, economic data and load characteristics on the LCOE, and the high impact of energy prices was revealed. The economic viability of the CCHP system was assessed by comparing the LCOE with the grid electricity price. In this way, (a) investment and (b) operating viability equations were developed, which indicated a linear relationship between the grid electricity price and the natural gas price and led to the development of the corresponding viability maps. From the comparative analysis, the smaller LCOE was calculated for the case where CCHP substitutes natural gas boiler and electric chiller ($\text{LCOE}=99 \text{ €/MWh}$), and the regions mapping indicated that the CCHP system is viable both for investing and operating, for a significant number of natural gas-electricity prices combinations. On the other hand, the most competitive technology was the reversible heat pump, even for probable values in energy prices.

A mathematical model for the design of cogeneration systems in order to cover the thermal loads of a modern and energy intensive greenhouse was developed. Two different problems were solved; (a) grassroots problem, i.e. the CCHP system is designed along with the greenhouse, and (b) a retrofit problem, i.e. the addition of a CHP unit to an existing greenhouse, which uses conventional energy equipment. Furthermore, the potential of active cooling with the use of absorption chillers was investigated. In the analysis, a mathematical model which simulates the daily heating and cooling requirements of the greenhouse, as well as the energy flows and the equipment size, was proposed. The system was evaluated on an economic, energy and environmental basis, by calculating the Return on Investment (ROI), the primary energy savings and the CO₂ savings, respectively. The developed economic model differentiated for the grassroots and retrofit problem. The analysis was applied in three locations of Greece with different meteorological conditions, for three products with different cultivation specifications. The results indicated that cogeneration is a cost-effective solution, which improves the economic efficiency of the facility, and in most cases, achieves significant primary energy and CO₂ savings. Furthermore, it was proved that active cooling increases the operating period of the greenhouse and improves the annual cash flows. The profitability and the energy performance, however, were found to be very sensitive to the climatic conditions and cultivation requirements. More specifically, products with small appropriate temperature cultivation range, have higher energy needs and ROI is negatively affected. Finally, the role of economic incentives given to cogeneration users was proved crucial, since without them the investment in many cases becomes marginal.

1.

Εισαγωγή

1.1 Η Εξεταζόμενη Διεργασία

Μία από τις μεγαλύτερες προκλήσεις που καλείται να αντιμετωπίσει στο άμεσο μέλλον η Ελλάδα, είναι η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας και η μείωση του ενεργειακού κόστους, αυξάνοντας έτσι τα επίπεδα ανταγωνιστικότητας. Τα τελευταία χρόνια, θεμελιώνονται σταδιακά δράσεις προς αυτή την κατεύθυνση, ιδιαιτέρως μετά τις προειδοποιήσεις της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC) [1], και τη διαμόρφωση νέου πλαισίου υποχρεώσεων έως το 2030, από το Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης [2].

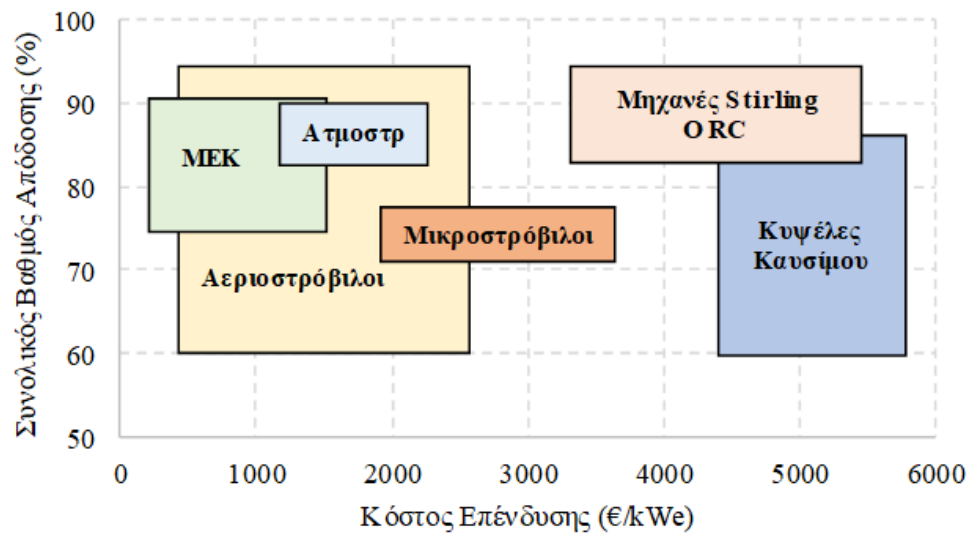
Το πρόβλημα της ενεργειακής αποδοτικότητας και ενεργειακής εξοικονόμησης, σε συνδυασμό με την αειφόρο παραγωγή ενέργειας που επιτάσσει το περιβάλλον, μπορεί εν γένει να επιλυθεί είτε με την υιοθέτηση τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), είτε με την αποδοτικότερη χρήση της πρωτογενούς ενέργειας σε υφιστάμενα ενεργειακά συστήματα [3]. Μία ευρέως αναγνωρισμένη τεχνολογία για το σκοπό αυτό, αποτελεί η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ). Η συμπαραγωγή ορίζεται ως η συνδυασμένη παραγωγή μηχανικής ή ηλεκτρικής και ωφέλιμης θερμικής ενέργειας από την ίδια αρχική πηγή [4]. Η λειτουργία της βασίζεται ουσιαστικά στην ανάκτηση και εκμετάλλευση της θερμότητας, που συνήθως απορρίπτεται κατά τη διεργασία παραγωγής ηλεκτρικής ή/και μηχανικής ενέργειας, επιτυγχάνοντας με αυτόν τον τρόπο εξαιρετικά υψηλό συνολικό βαθμό απόδοσης.

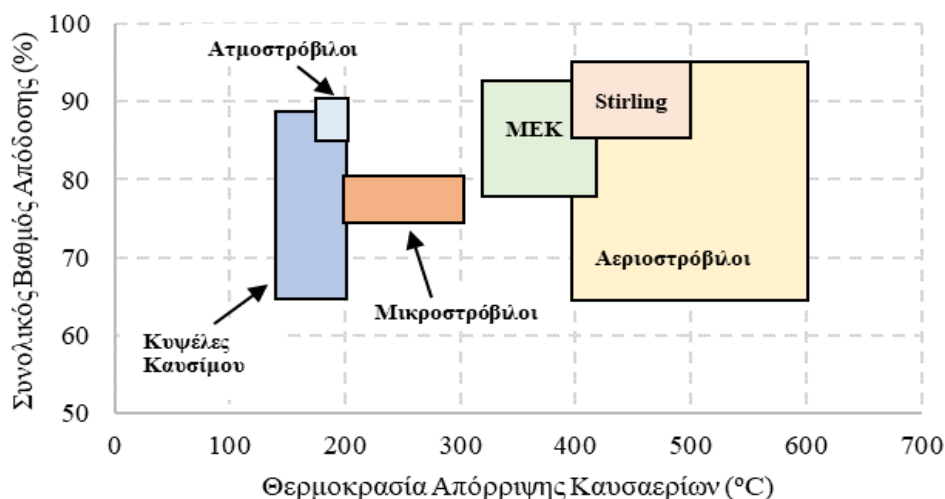
Η μετατροπή της χημικής ενέργειας του καυσίμου σε μηχανική, πραγματοποιείται μέσω του κινητήρα, και της μηχανικής σε ηλεκτρική, μέσω της γεννήτριας παραγωγής ρεύματος. Βασικά κριτήρια για την επιλογή του κατάλληλου τύπου κινητήρα είναι το είδος, το μέγεθος, και το προφίλ των ενεργειακών φορτίων του καταναλωτή, ενώ η ενεργειακή της απόδοση, καθορίζεται στην ουσία από δύο σημαντικές παραμέτρους: (α) τη διάρκεια και (β) την κατανομή των φορτίων. Γι' αυτό το λόγο, επιλέγεται σε εφαρμογές με συνεχείς θερμικές απαιτήσεις. Τα ενεργειακά προϊόντα που παράγει είναι κυρίως ατμός, ζεστό νερό για θέρμανση και ζεστό νερό χρήσης, ενώ σε συνδυασμό με τον κατάλληλο ψυκτικό εξοπλισμό, καθίσταται δυνατή και η παραγωγή ωφέλιμης ψυκτικής ενέργειας (ΣΗΘΨ ή τριπαραγωγή). Παράλληλα, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται, μπορεί να ιδιοκαταναλωθεί ή/και να πωληθεί.

Οι πιο διαδεδομένοι τύποι κινητήρων, είναι: (α) οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης (reciprocating internal combustion engines), (β) οι αεριοστρόβιλοι (gas turbines), και (γ) οι ατμοστρόβιλοι (steam turbines), ενώ σε ειδικές περιπτώσεις συναντώνται και οι στρόβιλοι συνδυασμένου τύπου (combined cycle gas turbines). Οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) έχουν το πλεονέκτημα του χαμηλού συγκριτικά κόστους και της υψηλής απόδοσης σε μερικό φορτίο, καθιστώντας τις τις πιο δημοφιλείς για εφαρμογές μικρής και μεσαίας κλίμακας. Οι αεριοστρόβιλοι επιλέγονται συνήθως σε βιομηχανικές και εμπορικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, ενώ οι ατμοστρόβιλοι αποτελούν την πιο διαδεδομένη τεχνολογία για εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αναδυόμενες, αλλά όχι ακόμα ελκυστικές οικονομικά τεχνολογίες, θεωρούνται οι μηχανές οργανικού κύκλου Rankine (organic Rankine cycle engines), οι μηχανές Stirling (Stirling engines), και οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells) [5]. Τα βασικά τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας συνοψίζονται στον Πίνακα 1.1, ενώ τα Σχήματα 1.1 και 1.2 απεικονίζουν ανά τύπο, το εύρος του κόστους επένδυσης, θερμοκρασίας απόρριψης καυσαερίων (άξονας χ) και του συνολικού βαθμού απόδοσης (άξονας ψ) [6]–[9]. Είναι εμφανές ότι οι ΜΕΚ έχουν το μικρότερο κόστος δίνοντας παράλληλα αρκετά υψηλή συνολική απόδοση και πολύ καλή συμπεριφορά στην απόδοση σε μερικό φορτίο, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω. Οι αεριοστρόβιλοι παρουσιάζουν το μεγαλύτερο εύρος στα απεικονιζόμενα μεγέθη συγκριτικά με τους άλλους τύπους κινητήρων, έχοντας τις ψηλότερες θερμοκρασίες απόρριψης, και μαζί με τις μηχανές Stirling συνολικές αποδόσεις που δύναται να ξεπεράσουν το 90%. Οι τελευταίες, όπως και οι κυψέλες καυσίμου ωστόσο, έχουν εξαιρετικά υψηλό κόστος επένδυσης, το οποίο τις καθιστά σχεδόν απαγορευτικές για ευρεία εφαρμογή.

Πίνακας 1.1. Χαρακτηριστικά κινητήρων σε συστήματα συμπαραγωγής [6]–[9].

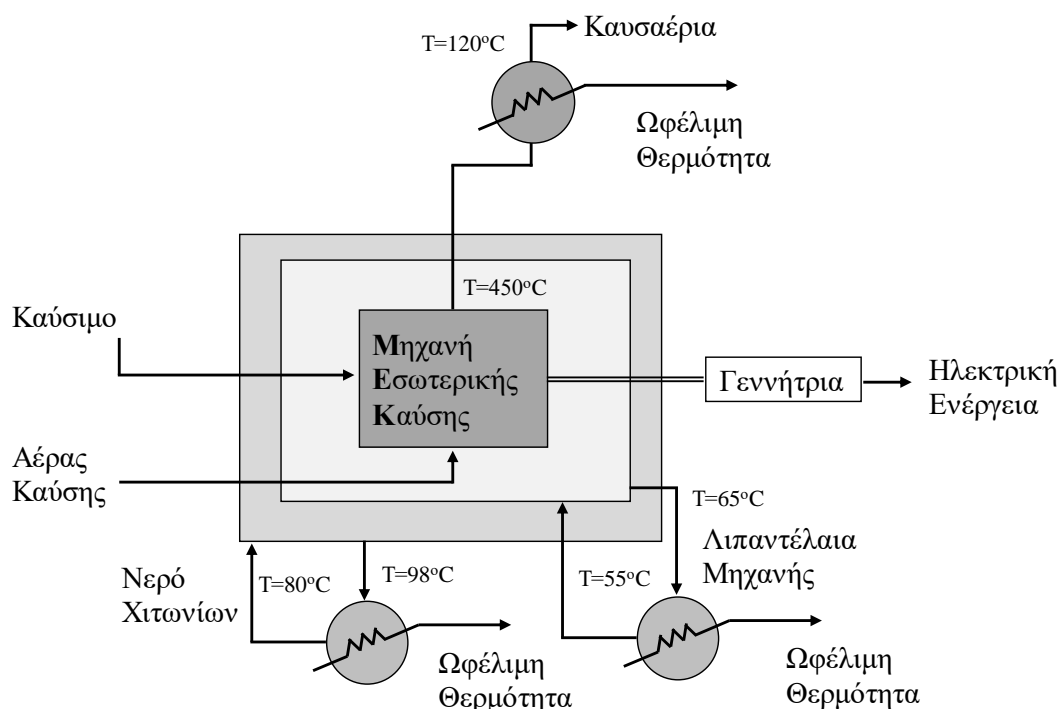
	Απόδοση σε ηλεκτρισμό (%)	Συνολική απόδοση (%)	Λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα (-)	Απόδοση σε μερικό φορτίο	Θερμοκρασία απόρριψης καυσαερίων (°C)
Ατμοστρόβιλοι	15-38	75-80	0.1-0.5	Χαμηλή	180-200
Αεριοστρόβιλοι	25-35	85-90	0.6-1.1	Χαμηλή	400-600
Μικροστρόβιλοι	23-30	65-70	0.2-0.5	Χαμηλή	200-300
Παλινδρομικές MEK	30-40	70-80	0.5-1	Υψηλή	320-450
Μηχανές Stirling	5-20	85-95	0.1-0.4	Μέτρια	400-500
Κυψέλες Καυσίμου	37-50	75-80	0.5-2	Πολύ υψηλή	140-200

**Σχήμα 1.1.** Συνολικός βαθμός απόδοσης και κόστος επένδυσης ανά τύπο κινητήρα συμπαραγωγής [7], [9].

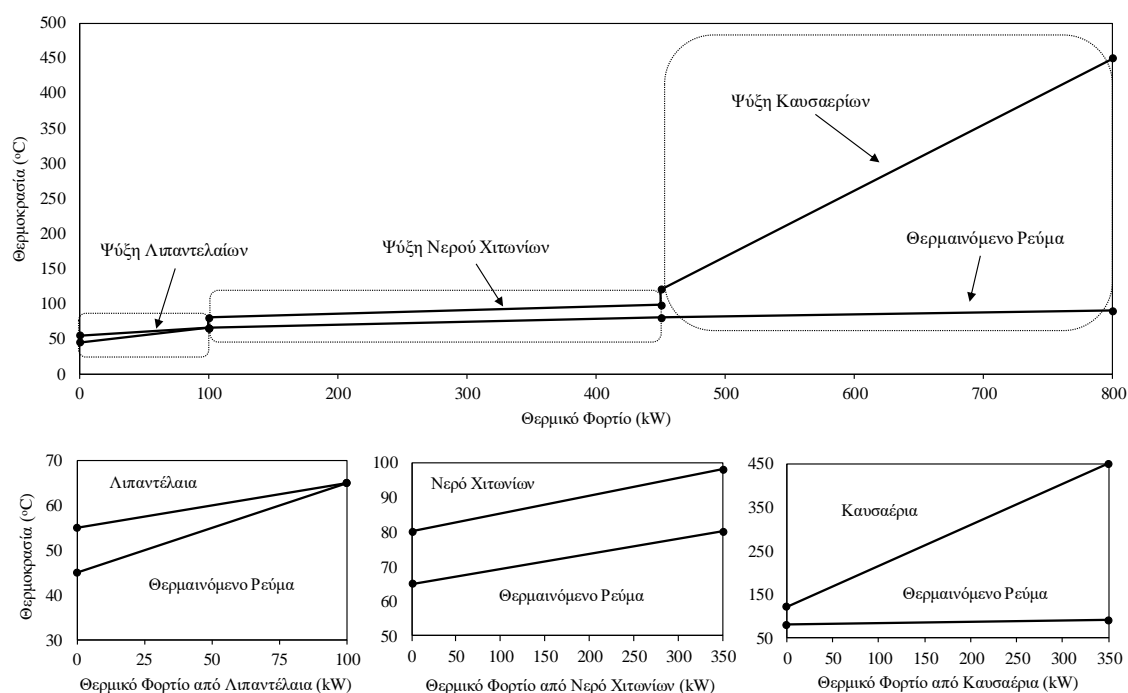


Σχήμα 1.2. Συνολικός βαθμός απόδοσης και θερμοκρασία εξόδου ανά τύπο κινητήρα συμπαραγωγής [6]–[9].

Στο Σχήμα 1.3 παρουσιάζεται με ένα απλοποιημένο διάγραμμα ροής, η διεργασία της συμπαραγωγής ενδεικτικά για ένα σύστημα που χρησιμοποιεί MEK. Ο κινητήρας (MEK), μέσω της καύσης του καυσίμου, παράγει μηχανική ενέργεια και κινεί τη γεννήτρια, η οποία με τη σειρά της μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική. Η θερμότητα που παράγεται, συλλέγεται από ένα σύστημα ανάκτησης σε διαφορετικά θερμοκρασιακά επίπεδα, αποτελούμενο από μία σειρά εναλλακτών. Οι κυριότερες πηγές ανάκτησης και εκμετάλλευσης θερμότητας στις MEK, είναι (α) τα λιπαντέλαια ($\approx 65^{\circ}\text{C}$), (β) το νερό ψύξης των χιτωνίων ($\approx 98^{\circ}\text{C}$), και (γ) τα καυσαέρια ($\approx 450^{\circ}\text{C}$). Στο Σχήμα 1.4 απεικονίζεται η εναλλαγή θερμότητας μεταξύ του θερμαινόμενου ρεύματος (νερού) και του ρεύματος που ψύχεται σε κάθε εναλλάκτη ξεχωριστά. Η ωφέλιμη θερμική ενέργεια, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για θερμικούς σκοπούς, ανάλογα με την εφαρμογή (π.χ. ζεστό νερό θέρμανσης, ζεστό νερό χρήσης).



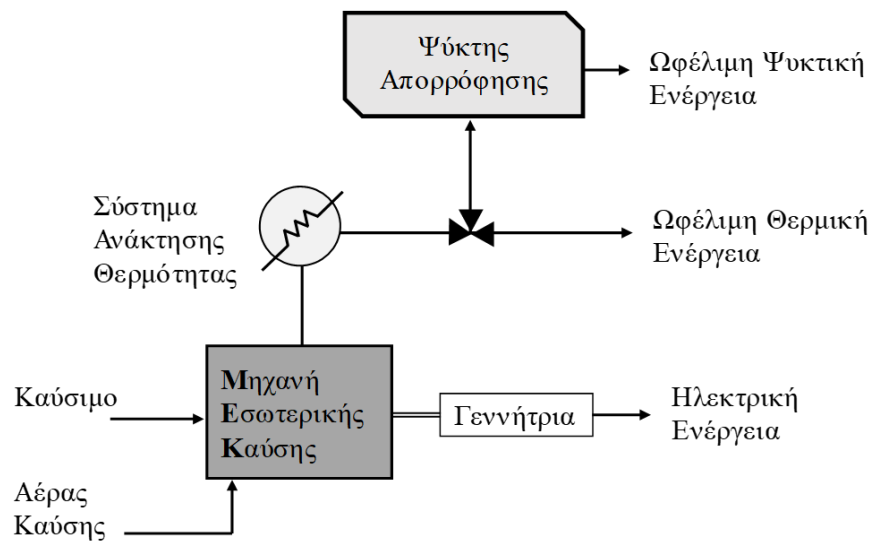
Σχήμα 1.3. Διάγραμμα ροής μονάδας συμπαραγωγής με ΜΕΚ.



Σχήμα 1.4. Διάγραμμα ενθαλπίας-θερμοκρασίας δικτύου εναλλακτών ανάκτησης θερμότητας σε μονάδα συμπαραγωγή ΜΕΚ.

Η θερμική ενέργεια μπορεί να μετατραπεί (εξ' ολοκλήρου ή μέρος της) σε ωφέλιμη ψύξη με την προσθήκη κατάλληλου εξοπλισμού, όπως είναι ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας

(Σχήμα 1.5). (Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης ή Combined Cooling Heating and Power (ΣΗΘΨ, CCHP) ή τριπαγωγή (trigeneration) [10]).



Σχήμα 1.5. Απλοποιημένο διάγραμμα ροής τριπαγωγής με ψύκτη απορρόφησης θερμότητας.

Με την τριπαγωγή, επεκτείνεται ο χρόνος λειτουργίας της μονάδας, και είναι ιδανική σε περιοχές που η ζήτηση για θερμική ενέργεια κατά τη χειμερινή περίοδο, συνοδεύεται από ψυκτική ζήτηση το καλοκαίρι [11]–[13].

Οι διαθέσιμες τεχνολογίες ψύξης είναι: (α) οι ψύκτες απορρόφησης θερμότητας (heat driven absorption chillers), (β) οι ψύκτες προσρόφησης (adsorption chillers), και (γ) οι ψύκτες αφύγρανσης (desiccant dehumidifier chillers). Και οι τρεις αυτές τεχνολογίες, χρησιμοποιούν την ωφέλιμη θερμότητα από το σύστημα συμπαγωγής, και με διαφορετικό τρόπο λειτουργίας ο καθένας, τη μετατρέπουν σε ωφέλιμη ψύξη, αντικαθιστώντας τους κλασικούς ψύκτες μηχανικής συμπίεσης (vapor compression chillers). Οι ψύκτες απορρόφησης είναι γενικώς οι πιο αποδοτικοί, αιτιολογώντας εν μέρει, τον λόγο για τον οποίο είναι η δημοφιλέστερη επιλογή. Διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες: (α) μονού σταδίου (single-effect), (β) διπλού σταδίου (double-effect), (γ) τριπλού σταδίου (triple-effect), με τους πρώτους να είναι οι πιο συνηθισμένοι. Η διαφορά ανάμεσα στις κατηγορίες είναι η θερμοκρασία του νερού ψύξης, και η θερμική απόδοση της διεργασίας. Οι ψύκτες διπλού και τριπλού σταδίου συγκεκριμένα, έχουν την ικανότητα να παράγουν νερό πολύ χαμηλότερης θερμοκρασίας, συγκριτικά με αυτούς του μονού σταδίου, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνουν μεγαλύτερες θερμικές αποδόσεις (COPs). Το ψυκτικό μέσο που

χρησιμοποιούν είναι το νερό, ενώ τα απορροφητικά μέσα, είναι το βρωμιούχο λίθιο (LiBr) και η αμμωνία (NH₃). Δεδομένου ότι το LiBr είναι περισσότερο ασφαλές και λιγότερο τοξικό, θεωρείται ως το πιο δημοφιλές από τα δύο. Ο Πίνακας 1.2, συγκεντρώνει με βάση τους Jradi et al [7], για κάθε κατηγορία ψύκτη απορρόφησης, τους συντελεστές συμπεριφοράς (COPs), μαζί με ορισμένες τυπικές εφαρμογές.

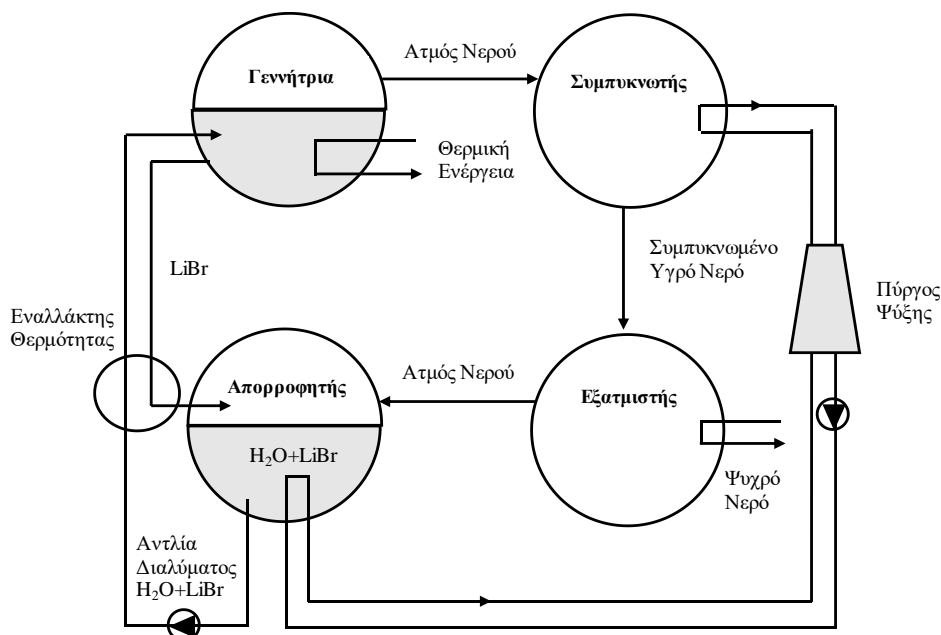
Πίνακας 1.2. Χαρακτηριστικά ψυκτών απορρόφησης και εφαρμογές [7].

Τεχνολογία ψύξης	Απόδοση COP	Εφαρμογές
Ψύκτης απορρόφησης LiBr/H ₂ O (μονού σταδίου)	0.7	Συστήματα τριπαραγωγής μεγάλης κλίμακας, βιομηχανίες, ψύξη σε οικιακά κα εμπορικά κτίρια, τηλεψύξη
Ψύκτης απορρόφησης LiBr/H ₂ O (διπλού σταδίου)	1.2	
Ψύκτης απορρόφησης LiBr/H ₂ O (τριπλού σταδίου)	1.4-1.5	
Ψύκτης απορρόφησης H ₂ O/NH ₃ (μονού σταδίου)	0.5	Εφαρμογές ψύξης σε χημικές βιομηχανίες και βιομηχανίες τροφίμων
Ψύκτης απορρόφησης H ₂ O/NH ₃ (διπλού σταδίου)	0.8-1.2	Μικρές μονάδες για οικιακή χρήση και μικρά εμπορικά κτίρια

Η λειτουργία των ψυκτών απορρόφησης βασίζεται στις ίδιες διεργασίες συμπίκνωσης-εξάτμισης με αυτές του κλασικού ψύκτη συμπίκνωσης. Η διαφορά τους ωστόσο, εντοπίζεται στην πηγή ενέργειας που χρησιμοποιούν οι πρώτοι, η οποία είναι θερμότητα αντί μηχανικού έργου. Η θερμότητα αυτή μπορεί να παραχθεί είτε άμεσα μέσω της καύσης κάποιου καυσίμου (πχ ψύκτες απορρόφησης φυσικού αερίου), είτε να προκύψει έμμεσα από περίσσεια ή/και ανάκτηση θερμότητας (πχ συστήματα συμπαραγωγής). Στην πιο απλή του μορφή, ένας ψύκτης απορρόφησης θερμότητας βρωμιούχου λιθίου (LiBr), αποτελείται από (α) έναν εξάτμιστή, (β) έναν συμπυκνωτή, (γ) έναν απορροφητή, (δ) μία αντλία διαλύματος, και (ε) μία γεννήτρια (Σχήμα 1.6).

Η συνδυαστική λειτουργία του απορροφητή, της αντλίας διαλύματος και της γεννήτριας, αντικαθιστούν ουσιαστικά τον μηχανικό συμπιεστή της συμβατικής συσκευής ψύξης. Στον απορροφητή, ο ατμός νερού απορροφάται από το LiBr. Με τον τρόπο αυτό, το απορροφητικό μέσο (LiBr) μετατρέπεται σε «ασθενές», και διοχετεύεται μέσω της αντλίας στη γεννήτρια. Εκεί προσδίδεται θερμότητα (πχ από συμπαραγωγή), η οποία προκαλεί τον διαχωρισμό του μίγματος, και παράγεται ατμός νερού, ενώ παράλληλα το «ισχυρό» πλέον απορροφητικό μέσο (LiBr), συγκεντρώνεται στον πυθμένα της γεννήτριας και επιστρέφει

στον απορροφητή σε χαμηλότερη θερμοκρασία, διαπερνώντας έναν εναλλάκτη θερμότητας, ο οποίος μεταφέρει τη θερμότητα του «ισχυρού» απορροφητικού μέσου, στο «ασθενές» διάλυμα. Ο ατμός νερού που έχει παραχθεί, μεταφέρεται από τη γεννήτρια στον συμπυκνωτή, όπου μειώνεται η θερμοκρασία του και συμπυκνώνεται. Στη συνέχεια, το συμπυκνωμένο υγρό ψυχρό πλέον νερό, οδηγείται στον εξατμιστή, στο εσωτερικό του οποίου επικρατεί πολύ χαμηλή πίεση (σχεδόν συνθήκες κενού). Από τον εξατμιστή, διέρχεται το κλειστό κύκλωμα ψυχρού νερού, το οποίο μεταφέρει τη μη επιθυμητή θερμότητα από το κτίριο, προκαλώντας την εκ νέου ατμοποίηση του ψυκτικού μέσου (νερού), που μεταφέρεται στον απορροφητή για την απορρόφησή του από το απορροφητικό μέσο (LiBr) και την επανάληψη της διεργασίας.



Σχήμα 1.6. Διάγραμμα ροής ψύκτη απορρόφησης H_2O -LiBr μονού σταδίου.

Η συμπαραγωγή χρησιμοποιείται από τις πρώτες δεκαετίες του 20^{ου} αιώνα σε βιομηχανίες της Ευρώπης και Αμερικής [14], ενώ πολύ σύντομα άρχισε να διεισδύει με γρήγορους ρυθμούς και σε άλλους τομείς. Πλέον, χρησιμοποιείται εκτεταμένα εκτός από τον τομέα της βιομηχανίας, στον αγροτικό, τριτογενή τομέα (νοσοκομεία, ξενοδοχεία), και στον εμπορικό τομέα (μεγάλα εμπορικά κέντρα). Παράλληλα, η συμμετοχή της στο σύστημα ηλεκτρισμού της χώρας, μέσω τηλεθέρμανσης, αποδεικνύεται ιδιαίτερα σημαντική.

Συγκριτικά με τον συμβατικό τρόπο κάλυψης ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων, μέσω θερμοηλεκτρικών σταθμών και καύσης καυσίμου σε λέβητα αντίστοιχα, τα οφέλη που προσφέρονται είναι σημαντικά. Σε ό,τι αφορά την αποδοτικότητα, είναι προφανές ότι με την

ανάκτηση και αξιοποίηση της συμπαραγόμενης θερμικής ενέργειας, η απόδοση λειτουργίας της αυξάνεται σε επίπεδα άνω του 80%, σε αντίθεση με τους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με βαθμό απόδοσης της τάξης του 35%, απορρίπτοντας παράλληλα μεγάλα ποσά θερμότητας στο περιβάλλον. Έτσι, η πρωτογενής ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη των συνολικών ενεργειακών αναγκών (θερμικών και ηλεκτρικών) μειώνεται αισθητά. Η εξοικονόμηση αυτή οδηγεί άμεσα και σε οικονομικά οφέλη, με τον περιορισμό του κόστους ενέργειας, το οποίο για πολλές εφαρμογές αποτελεί σημαντικό ποσοστό του συνολικού λειτουργικού κόστους.

Από περιβαλλοντική σκοπιά, η καλύτερη αξιοποίηση των καυσίμων, δημιουργεί μικρότερες εκπομπές CO₂ προς το περιβάλλον, συμβάλλοντας στον περιορισμό του φαινομένου του θερμοκηπίου και στην υλοποίηση των Ευρωπαϊκών στόχων για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.

Τα συστήματα συμπαραγωγής, μπορούν επίσης να αποτελέσουν λύση για την προώθηση αποκεντρωμένης παραγωγής ενέργειας, καλύπτοντας τις ανάγκες της τοπικής κοινωνίας σε μικρότερη κλίμακα. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα, την αποφυγή απωλειών μεταφοράς ενέργειας και την αύξηση ευελιξίας του συστήματος [15]. Η βελτιωμένη αυτή ασφάλεια παροχής ενέργειας σε τοπικό και εθνικό επίπεδο, μπορεί να μειώσει τη συμφόρηση και σε περιόδους υψηλής ζήτησης, τον κίνδυνο πτώσης του δικτύου (blackout).

2.

Βιβλιογραφική Επισκόπηση

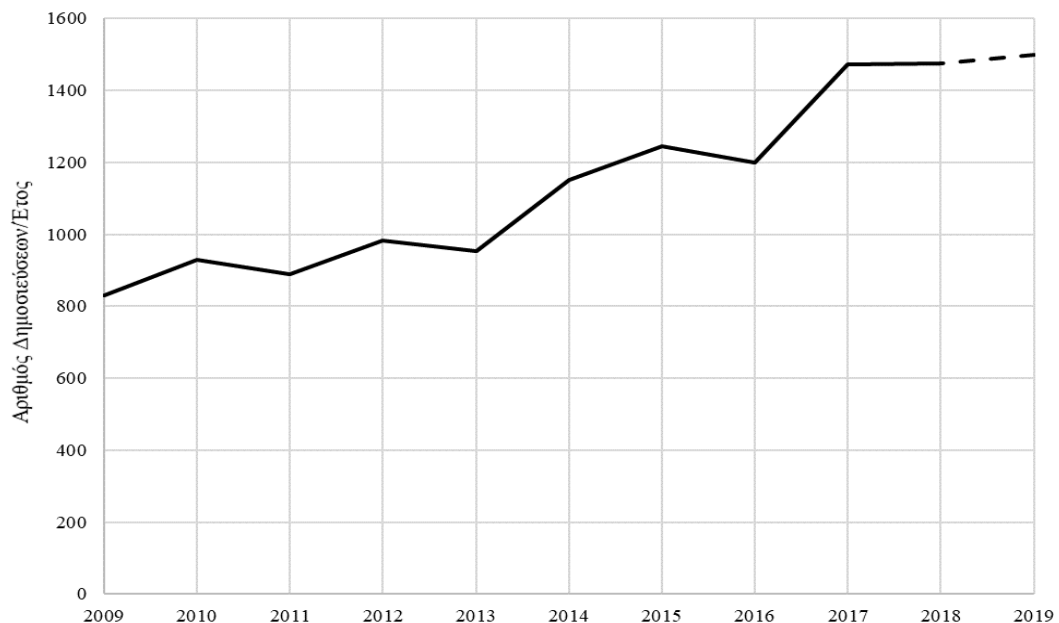
2.1 Εισαγωγή

Με τη βιβλιογραφική βάση δεδομένων “Scopus” να αποτελεί το κύριο εργαλείο ανασκόπησης της έρευνας στο πλαίσιο της διατριβής και τη δυνατότητα που παρέχεται για ανάλυση των αποτελεσμάτων αναζήτησης, στο Κεφάλαιο αυτό περιγράφεται η τάση που παρουσιάζει ερευνητικά η συμπαραγωγή τα τελευταία έτη. Συγκεκριμένα, γίνεται αναφορά στα περιοδικά και τους συγγραφείς που ασχολούνται με συναφές αντικείμενο, σκιαγραφείται το ερευνητικό ενδιαφέρον ανά έτος και ανά χώρα, ενώ δίνονται και τα κέντρα τα οποία αποτελούν τις πιο συχνές πηγές χρηματοδότησης για σχετική έρευνα.

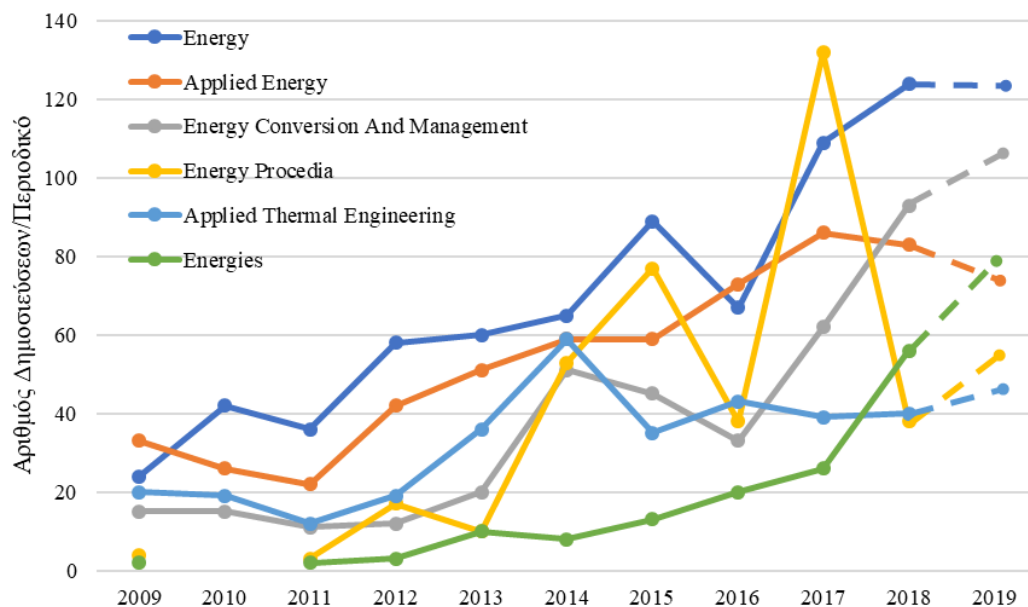
2.2 Η Συμπαραγωγή ως Αντικείμενο Έρευνας

Επιλέγοντας τις κατάλληλες λέξεις-κλειδιά, και περιορίζοντας την αναζήτηση στο χρονικό διάστημα της τελευταίας δεκαετίας, η συνολική εικόνα που προέκυψε από τα αποτελέσματα του Scopus, απεικονίζεται στα Σχήματα 2.1–2.5. Είναι εμφανές, ότι το ερευνητικό ενδιαφέρον έχει αυξηθεί σημαντικά από το 2009, με τις δημοσιεύσεις το 2018 να ξεπερνάνε τον αριθμό των 1400. Τα έξι δημοφιλέστερα περιοδικά στα οποία δημοσιεύονται σχετικές εργασίες, είναι τα: (1) *Energy*, (2) *Applied Energy*, (3) *Energy Conversion and Management*, (4) *Energy Procedia*, (5) *Applied Thermal Engineering*, (6) *Energies* (Σχήμα 2.2). Το *Energy* και το *Applied Energy* είναι σταθερά πρώτα σε παραγωγή δημοσιεύσεων για όλη τη

δεκαετία, ενώ το *Energy Procedia*, παρουσίασε αξιοσημείωτη άνοδο το έτος 2017, κατά τη διάρκεια του οποίου δημοσίευσε 132 εργασίες.



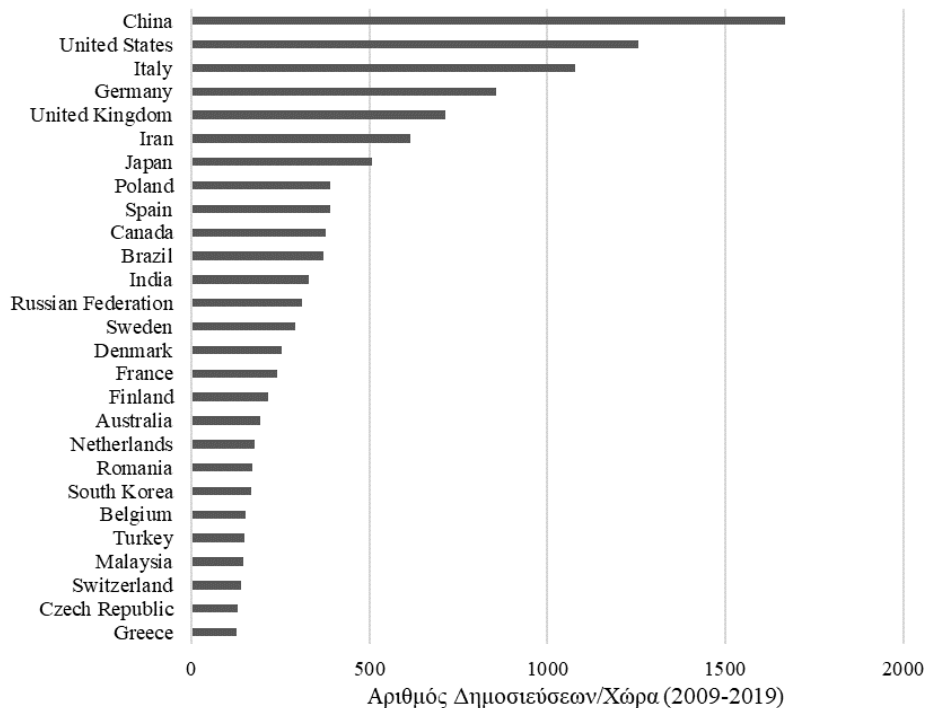
Σχήμα 2.1. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά έτος.



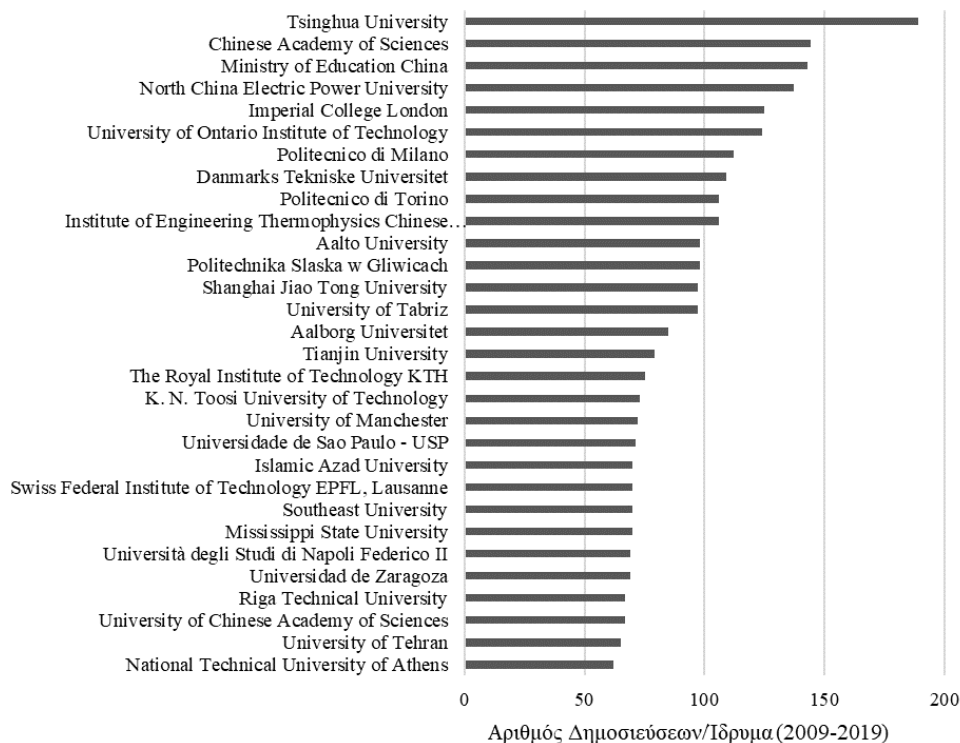
Σχήμα 2.2. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά περιοδικό.

Από τη σχετική ερευνητική δραστηριότητα σε παγκόσμιο επίπεδο (Σχήμα 2.3), αποδεικνύεται ότι η Κίνα και η Αμερική κατέχουν το μεγαλύτερο μερίδιο σε δημοσιευμένες εργασίες, κάτι το οποίο είναι λογικό αν ληφθούν υπόψη τα αυξημένα επίπεδα

ανταγωνισμού. Ενδιαφέρον ωστόσο, παρουσιάζει η θέση της Ιταλίας η οποία έρχεται τρίτη σε παγκόσμιο, και πρώτη σε ευρωπαϊκό επίπεδο, με πάνω από 1000 εργασίες, με τη Γερμανία και την Αγγλία να είναι εξίσου παραγωγικές. Η Ελλάδα δείχνει να βρίσκεται σε συγκριτικά χαμηλά επίπεδα, χωρίς ωστόσο να είναι αμελητέα, με 129 δημοσιεύσεις. Από το Σχήμα 2.4, προκύπτει ότι η πλειοψηφία των ιδρυμάτων που χρηματοδοτεί σχετική έρευνα, είναι πανεπιστημιακά. Στην Ευρώπη πρώτο έρχεται το *Imperial College London* με 125 άρθρα, και ακολουθούν τα *Politecnico di Milano*, και *Politecnico di Torino*, με 112 και 106, αντίστοιχα.



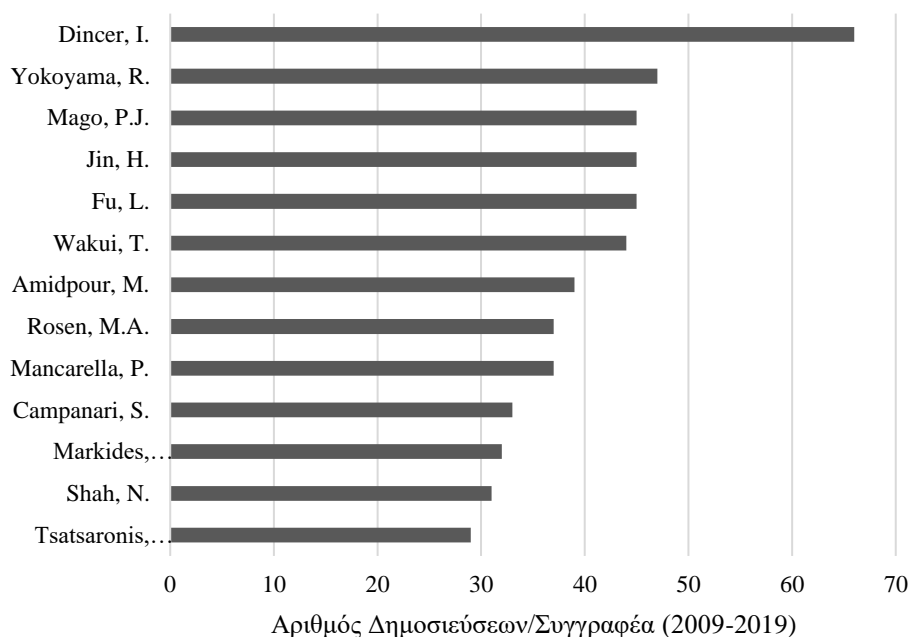
Σχήμα 2.3. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά χώρα.



Σχήμα 2.4. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά ίδρυμα.

Οι συγγραφείς με τον μεγαλύτερο αριθμό εργασιών παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.5. Ο Dincer, I, από το πανεπιστήμιο του Οντάριο, φαίνεται να έχει τη μεγαλύτερη παραγωγικότητα την τελευταία δεκαετία, με 64 δημοσιεύσεις. Η ερευνητική του δραστηριότητα εστιάζει τα τελευταία χρόνια στις κυψέλες καυσίμου, εφαρμόζοντας συχνά εξεργο-περιβαλλοντικές αναλύσεις και αριστοποιήσεις μονάδων συμπαραγωγής. Η δημοσίευση που σύμφωνα με το Scopus έχει τον μεγαλύτερο αριθμό αναφορών (citations) είναι η [16], στην οποία αναπτύχθηκε το θερμοδυναμικό μοντέλο ενός συστήματος τριπαραγωγής με αεριοστρόβιλο μικρής κλίμακας, με σκοπό να προσδιοριστεί το θερμοκρασιακό προφίλ, η ενθαλπία, η εξέργεια και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις για δύο διαφορετικούς κύκλους, τον κύκλο κορυφής (topping cycle), και τον οργανικό κύκλο Rankine-κύκλο βάσης (bottoming cycle). Στη δημοσίευση συμμετέχει και ο Rosen MA, με αντίστοιχα ερευνητικά ενδιαφέροντα, έχοντας επίσης σημαντική ερευνητική δραστηριότητα σχετική με συμπαραγωγή (34 δημοσιεύσεις). Με τις κυψέλες καυσίμου ασχολείται και ο Campanari, S, Καθηγητής του Politecnico di Milano της Ιταλίας δίνοντας έμφαση στο περιβαλλοντικό τους προτέρημα και την υψηλή τους απόδοση έναντι των συμβατικών συστημάτων ΣΗΘ [17], [18]. Από τους Ιάπωνες ερευνητές ξεχωρίζουν οι Yokoyama και Wakui με 45 και 42 δημοσιεύσεις, αντίστοιχα. Οι δυο τους ανήκουν στο Osaka Prefecture University, και ασχολούνται με σχεδιασμό και πολυστοχικές αριστοποιήσεις συστημάτων

ενέργειας, με έμφαση στη συμπαραγωγή, επιλέγοντας συχνά τη μέθοδο του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) [19], [20]. Ο Mago, P, είναι Καθηγητής στο Mississippi State University των ΗΠΑ, με σημαντική συνεισφορά στον κλάδο (29 εργασίες). Έχει διερευνήσει εκτεταμένα τις στρατηγικές λειτουργίες συστημάτων συμπαραγωγής για διαφορετικές εφαρμογές εμπορικών κτιρίων, και έχει αξιολογήσει την επίδραση των κλιματικών συνθηκών στην ενεργειακή και περιβαλλοντική συμπεριφορά των μονάδων. Η εργασία με τις περισσότερες αναφορές είναι η [21], στην οποία πραγματοποιείται ανάλυση και αριστοποίηση συστήματος τριπαραγωγής για διάφορες στρατηγικές λειτουργίας, χρησιμοποιώντας ενεργειακά, οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια αξιολόγησης. Στο Toosi University of Technology του Ιράν, ανήκει ο Amidpour, M, έχοντας δημοσιεύσει την τελευταία δεκαετία 40 σχετικά άρθρα. Η εξοικονόμηση ενέργειας στη βιομηχανία και η βελτιστοποίηση υφιστάμενων διεργασιών (retrofit) είναι τα κυριότερα ερευνητικά του ενδιαφέροντα, πραγματοποιώντας εξεργο-οικονομικές και εξεργο-περιβαλλοντικές αναλύσεις. Η θερμοοικονομική ανάλυση και αριστοποίηση κύκλου τριπαραγωγής με ψύκτη αμμωνίας/νερού είναι η πρώτη σε αναφορές δημοσίευση [22]. Ο Mancarella, P, ασχολείται περισσότερο με τη διαχείριση ρίσκου στον σχεδιασμό και τη λειτουργία πολλαπλών συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής ενέργειας συμπεριλαμβανομένης της συμπαραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες από τις πιθανές μεταβολές όπως η ενεργειακή ζήτηση και οι τιμές ενέργειας [23], [24]. Στο Imperial College London, βρίσκονται δύο ερευνητές με σημαντικό έργο, ο Markides CN, και ο Shah, N. Ο πρώτος έχει δώσει έμφαση στις δυνατότητες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με την τεχνολογία Οργανικού Κύκλου Ranking σε εγκαταστάσεις μικρής και μεσαίας κλίμακας [25], [26], ενώ ο Shah, N, επικεντρώνεται κυρίως στη μοντελοποίηση και αριστοποίηση συστημάτων χαμηλών εκπομπών, όπως οι κυψέλες καυσίμου [27], και στον σχεδιασμό και διαχείριση διεσπαρμένων αστικών συστημάτων ενέργειας [28].



Σχήμα 2.5. Αριθμός δημοσιεύσεων σχετικών με τη συμπαραγωγή ανά συγγραφέα.

Η παρουσίαση της στατιστικής ανάλυσης του Scopus αποδεικνύει ότι το ερευνητικό ενδιαφέρον για συμπαραγωγή πολλαπλασιάζεται με το πέρασμα των ετών. Παρόλο που παρουσιάστηκαν ενδεικτικά μόνο εργασίες δημοφιλών ερευνητών, η συνεχής βιβλιογραφική αναζήτηση κατά τη διάρκεια της διατριβής οδήγησε στη διαμόρφωση της ακόλουθης εικόνας: Έχει σημειωθεί μεγάλη πρόοδος στις θερμοδυναμικές αναλύσεις συστημάτων συμπαραγωγής με σκοπό τη βελτίωση της απόδοσης λειτουργίας τους, εφαρμόζοντας λεπτομερή μοντέλα και χρησιμοποιώντας σύγχρονα υπολογιστικά εργαλεία για την προσομοίωση και μοντελοποίηση της διεργασίας. Επιπλέον, από τις τεχνολογίες κινητήρων είναι εμφανής η έντονη ερευνητική ενασχόληση με τις κυψέλες καυσίμου και την εκμετάλλευση του υδρογόνου για την παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, ενώ από τις άλλες μορφές πρωτογενούς ενέργειας, η χρήση βιοαερίου και βιομάζας εξετάζεται εκτεταμένα. Πολλές μελέτες συναντώνται επίσης για τον σχεδιασμό, λειτουργία και αριστοποίηση υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας, συνδυάζοντας ΑΠΕ με μονάδες συμπαραγωγής.

Ωστόσο, όπως καταλήγουν και οι Cho et al [29] έπειτα από μία αναλυτική επισκόπηση σχετική με το αντικείμενο, παρά την εξαιρετικά σημαντική πρόοδο, εξακολουθούν να υπάρχουν ορισμένες προκλήσεις στην τρέχουσα έρευνα. Δύο από αυτές είναι, αφενός η πειραματική επαλήθευση των υφιστάμενων θεωρητικών μεθόδων ανάλυσης συστημάτων που έχουν αναπτυχθεί, και αφετέρου η ανάπτυξη νέων, λιγότερο λεπτομερών και θεωρητικών, αλλά περισσότερο εφαρμόσιμων από τους λήπτες αποφάσεων σε πραγματικές

συνθήκες. Οι ίδιοι ερευνητές, αναφέρουν ενδεικτικά ότι ακόμα και σε επίπεδο χώρας, για να διαμορφωθεί η κατάλληλη πολιτική στήριξης είναι αναγκαίο τα οφέλη της τεχνολογίας να ποσοτικοποιηθούν και να παρουσιαστούν με κατάλληλο και εφαρμόσιμο τρόπο. Ο ρόλος των μέτρων στήριξης και η διαμόρφωσή τους είναι επίσης ένα μείζον θέμα προς ανάλυση. Αν και όλες οι χώρες έχουν υιοθετήσει μηχανισμούς στήριξης της τεχνολογίας, η διεύθυνση όπως θα παρουσιαστεί σε επόμενο Κεφάλαιο, δεν έχει ακολουθήσει παντού τον ίδιο ρυθμό. Οι ιδιαιτερότητες στη λειτουργία της αγοράς ενέργειας κάθε Κράτους, η διακύμανση των τιμών καυσίμων και ηλεκτρισμού, αλλά ακόμα και σημαντικές τεχνικές παράμετροι σχετικά με το είδος της τεχνολογίας, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη για τη χάραξη μιας ορθής στρατηγικής προώθησης.

Συνοψίζοντας, η συμβολή της έρευνας είναι καθοριστική στη διάχυση των εξελίξεων σχετικών με την τεχνολογία. Ήδη συγκριτικά με την προηγούμενη δεκαετία έχουν αρχίσει να υλοποιούνται έργα που παρέμεναν σε πειραματικό στάδιο για πολλά χρόνια. Οι κυψέλες καυσίμου είναι ένα αντιπροσωπευτικό παράδειγμα, οι οποίες ωστόσο εξακολουθούν να έχουν εξαιρετικά απαιτητικά αρχικά κεφάλαια και τεχνικούς περιορισμούς που πρέπει να ξεπεραστούν. Κοιτώντας το σήμερα, το φυσικό αέριο φαίνεται πως συνεχίζει να πρωταγωνιστεί σε ευρεία κλίμακα σαν καύσιμο για συστήματα συμπαραγωγής, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις βιομηχανιών, η βιομάζα και το βιοαέριο αποτελούν εναλλακτική λύση. Η αγορά έχει την ανάγκη να βρει τρόπους περιορισμού του κόστους λειτουργίας, αύξησης της ενεργειακής απόδοσης, ενώ το περιβάλλον επιτάσσει λιγότερους ρύπους. Η συμπαραγωγή μπορεί αποδεδειγμένα, ακόμα και με τις υφιστάμενες τεχνολογίες, να συνεισφέρει και στις τρεις αυτές απαιτήσεις.

3.

Το Αντικείμενο και οι Στόχοι

Αντικείμενο της παρούσας διατριβής αποτελεί η εφαρμογή συστημάτων συμπαραγωγής στα θερμοκήπια. Η ανάλυση περιλαμβάνει δύο στάδια: (α) τη διερεύνηση επενδυτικής και λειτουργικής βιωσιμότητας, και (β) τον σχεδιασμό μαζί με την αξιολόγηση της επένδυσης και λειτουργίας του συστήματος. Η μηχανή εσωτερικής καύσης (MEK) επιλέγεται ως κινητήρας του συστήματος, λόγω της ευρείας χρήσης του, και η Ελλάδα ως περιοχή εφαρμογής της ανάλυσης.

Στο πλαίσιο του πρώτου σταδίου, στόχος είναι να πραγματοποιηθεί μία συστηματική διερεύνηση της οικονομικής βιωσιμότητας μονάδων συμπαραγωγής, συγκριτικά με τρεις εναλλακτικούς σχηματισμούς τεχνολογιών για θέρμανση και ψύξη, ενός ευρέως εξεταζόμενου (λέβητας-ηλεκτρικός ψύκτης), και δύο που δεν έχουν μελετηθεί εκτεταμένα στη βιβλιογραφία (λέβητας-ψύκτης φυσικού αερίου, και αντλία θερμότητας), χρησιμοποιώντας ως δείκτη αξιολόγησης το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost of Electricity-LCOE).

Για τον σχεδιασμό με πεδίο εφαρμογής τα θερμοκήπια, σκοπός είναι η διατύπωση: (α) μετεωρολογικού μοντέλου που περιγράφει τη διακύμανση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος και της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια του έτους, (β) μαθηματικού μοντέλου που υπολογίζει το ημερήσιο θερμικό και ψυκτικό φορτίο του θερμοκηπίου, (γ) μαθηματικού μοντέλου που προσομοιώνει τη λειτουργία του ενεργειακού εξοπλισμού (συμπαραγωγή και συμβατικό σύστημα), προσδιορίζει τις ημερήσιες ενεργειακές ροές και το μέγεθος του κάθε συστήματος, και (δ) οικονομικού μοντέλου που διαχωρίζεται ανάμεσα στον σχεδιασμό νέου

θερμοκηπίου μαζί με τον σχεδιασμό ενεργειακού εξοπλισμού, και στον σχεδιασμό τροποποίησης υφιστάμενης εγκατάστασης, προσθέτοντας μονάδα συμπαραγωγής.

Επίσης, επιλέγεται να εξεταστεί η διακύμανση σημαντικών οικονομικών παραμέτρων (επιστροφή της επένδυσης, κόστος εξοπλισμού, λειτουργικό κόστος) και λειτουργικών παραμέτρων (συντελεστής χρησιμοποίησης, εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, εξοικονόμηση CO₂) συναρτήσει του μεγέθους της συμπαραγωγής, και να διερευνηθεί η επίδραση των κλιματικών συνθηκών και των προδιαγραφών καλλιέργειας στον σχεδιασμό.

Πιο αναλυτικά, οι επιμέρους στόχοι της διατριβής διαμορφώνονται ως εξής:

- Υπολογισμός και σύγκριση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όταν η συμπαραγωγή υποκαθιστά: (α) λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη, (β) λέβητα και ψύκτη φυσικού αερίου, (γ) αντλία θερμότητας.
- Προσδιορισμός των κρίσιμων παραμέτρων, ανάπτυξη εξισώσεων και δημιουργία χαρτών που προσδιορίζουν την επενδυτική και λειτουργική βιωσιμότητα μονάδων συμπαραγωγής συγκριτικά με τις παραπάνω τεχνολογίες.
- Ανάπτυξη μετεωρολογικού μοντέλου που περιγράφει την ετήσια διακύμανση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος και της ηλιακής ακτινοβολίας.
- Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου που προσομοιώνει το θερμικό και ψυκτικό φορτίο ενός θερμοκηπίου κατά τη διάρκεια ενός έτους.
- Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου που περιγράφει την ημερήσια λειτουργία του συστήματος συμπαραγωγής και του συμβατικού εξοπλισμού στο θερμοκήπιο.
- Ανάπτυξη οικονομικού μοντέλου για δύο προβλήματα σχεδιασμού (νέα και υφιστάμενη εγκατάσταση).
- Διερεύνηση ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης και η επίδρασή της στη συνολική συμπεριφορά του θερμοκηπίου.
- Εφαρμογή των παραπάνω μοντέλων σε υφιστάμενα θερμοκήπια που λειτουργούν στην Ελλάδα.
- Διερεύνηση της επίδρασης των κλιματικών συνθηκών, του είδους καλλιέργειας και των μηχανισμών στήριξης στην κερδοφορία του θερμοκηπίου.

Η συνεισφορά της διατριβής έγκειται στα παρακάτω:

- Επεκτείνεται η έρευνα σχετικά με τη σύγκριση της συμπαραγωγής με εναλλακτικές τεχνολογίες, καθώς πέρα από τον κλασικό σχηματισμό (λέβητας–ηλεκτρικός ψύκτης), εξετάζεται επιπλέον ο ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου και η αντλία θερμότητας που παρουσιάζεται ολοένα και πιο ανταγωνιστική τα τελευταία χρόνια.
- Προτείνεται μία συστηματική μέθοδος διερεύνησης της συμπαραγωγής με εφαρμογή τα θερμοκήπια, συμπεριλαμβάνοντας στην ίδια ανάλυση την ανάπτυξη μετεωρολογικού μοντέλου, μοντέλου των ενεργειακών φορτίων του θερμοκηπίου και μοντέλου σχεδιασμού του ενεργειακού εξοπλισμού, εξετάζοντας την επίδραση του τόπου και των συνθηκών καλλιέργειας.
- Μελετάται το ενδεχόμενο της ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης και η επίδρασή της στην κερδοφορία του θερμοκηπίου, κάτι το οποίο σπανίως συναντάται τόσο στη βιβλιογραφία, όσο και σε πραγματικές εφαρμογές.

4.

Συμμετοχή Συμπααραγωγής στην Ευρώπη και Διείσδυση στην Ελλάδα

4.1 Εισαγωγή

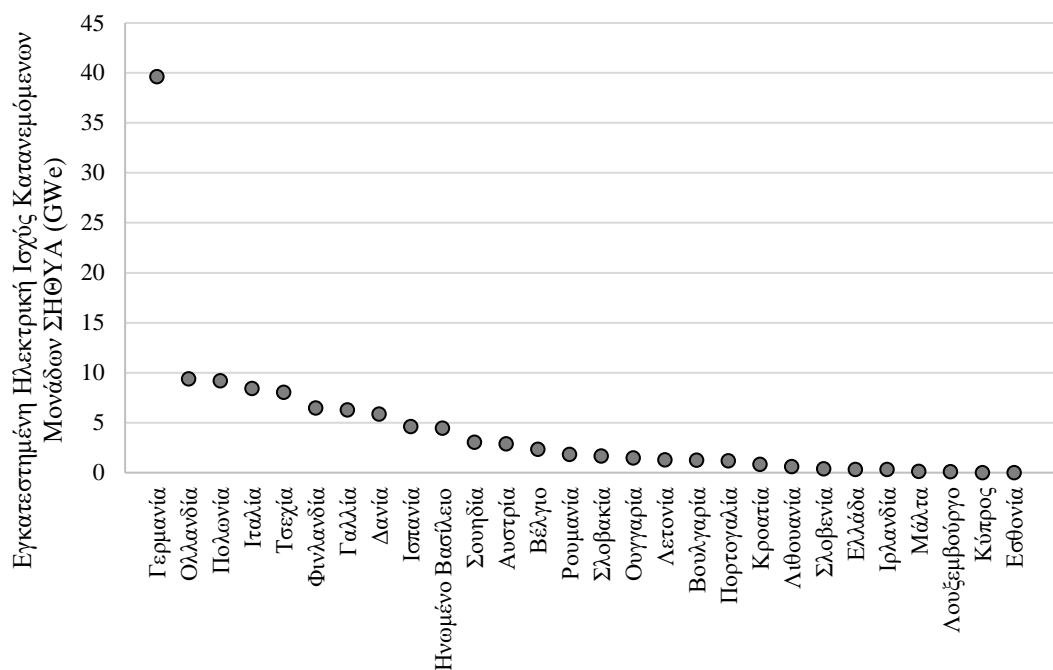
Η συμμετοχή της συμπααραγωγής στη συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της Ελλάδας, διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα σε σχέση με τον Ευρωπαϊκό μέσο όρο, ο οποίος ανέρχεται στο 11%. Στο κεφάλαιο αυτό, γίνεται μία σύντομη παρουσίαση του ρόλου της συμπααραγωγής σε επίπεδο Ευρώπης και στη συνέχεια, περιγράφεται η διείσδυση της συμπααραγωγής στην Ελλάδα από το 2005, σε συνδυασμό με την εξέλιξη του σχετικού νομοθετικού πλαισίου.

4.2 Συμμετοχή στην Ευρώπη

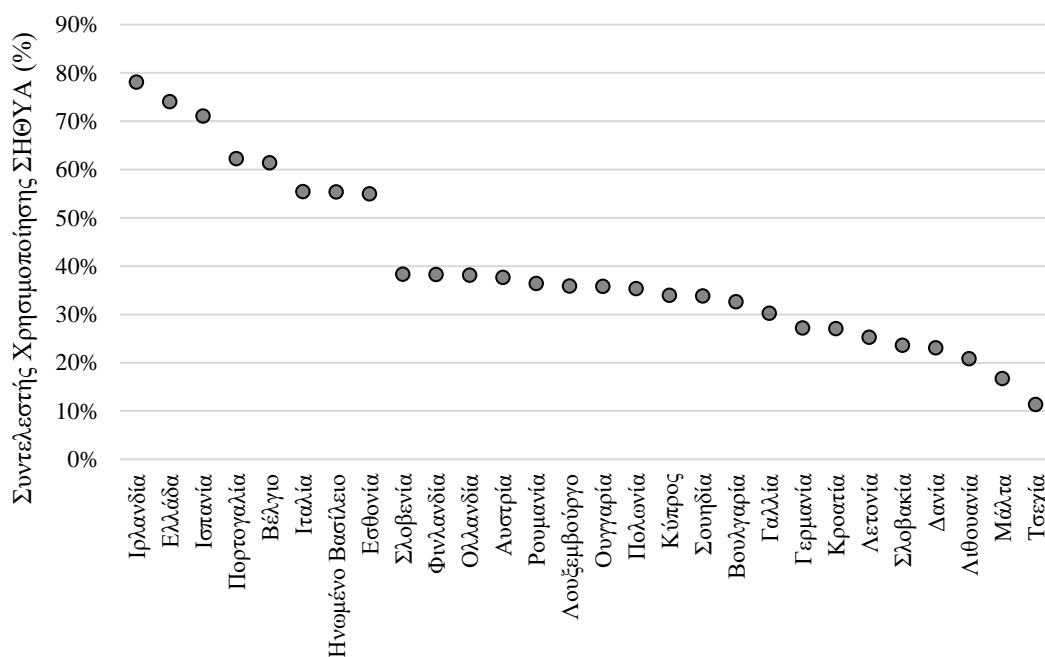
Η συμπααραγωγή έχει ενσωματωθεί σε σημαντικό βαθμό στην οικονομία της Ευρώπης, παρέχοντας από το 2015 πάνω από 15% και 11% των συνολικών θερμικών και ηλεκτρικών της αναγκών, αντίστοιχα [30]. Παράλληλα, έχει ήδη μεγάλη συμβολή στην ενεργειακή αποδοτικότητα και τη μείωση των εκπομπών CO₂, με τους στόχους για το 2030 να φτάνουν ποσοστά της τάξης του 26% και 25%, αντίστοιχα [31]. Η προώθηση της τεχνολογίας ενθαρρύνθηκε το 2005 με τη θέσπιση Ευρωπαϊκής νομοθεσίας, η οποία εισήγαγε μέτρα για τη βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας και ασφάλειας. Συγκεκριμένα, υπό το πρίσμα της

Κοινοτικής Οδηγίας 2004/08/EC τυποποιήθηκε η μεθοδολογία υπολογισμού απόδοσης των συστημάτων συμπαραγωγής, επιτρέποντας στα Κράτη-Μέλη να παρέχουν κίνητρα στις μονάδες συμπαραγωγής υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

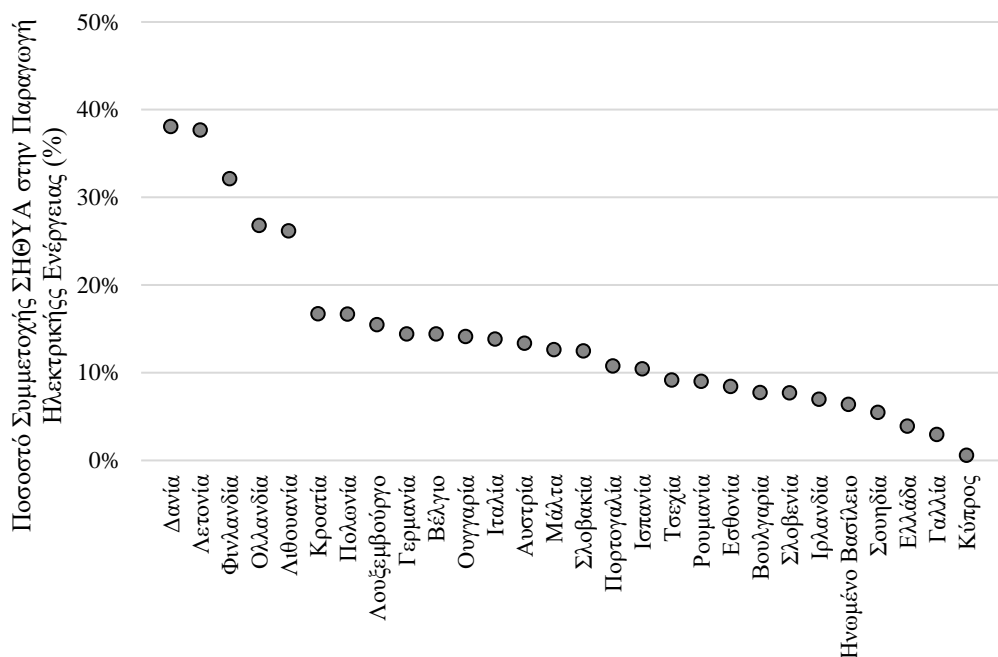
Σύμφωνα με τα τελευταία δεδομένα της Eurostat [32], η συνολική εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1, ενώ στα Σχήματα 4.2 και 4.3 απεικονίζονται ο βαθμός χρησιμοποίησης και η συμμετοχή της ΣΗΘΥΑ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αντίστοιχα. Αποδεικνύεται ότι η μεγαλύτερη αγορά στην Ευρώπη σήμερα είναι η Γερμανία με σχεδόν 40 GWe εγκατεστημένης ισχύος, ενώ πολύ ισχυρές είναι επίσης η Ολλανδία, η Πολωνία και η Ιταλία. Παρατηρείται από το Σχήμα 4.2, ότι χώρες με μικρή εγκατεστημένη ισχύ κατανεμόμενων μονάδων, έχουν μεγαλύτερο συντελεστή χρησιμοποίησης, όπως η Ελλάδα, ενώ τα μεγαλύτερα ποσοστά συμμετοχής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατέχουν η Δανία, η Φινλανδία και η Λετονία (πάνω από 30%), χώρες που παρά τη συγκριτικά εμφανώς μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με τη Γερμανία, χρησιμοποιούν εκτεταμένα τη συμπαραγωγή για τηλεθέρμανση, έχοντας σαν βασικό καύσιμο τη βιομάζα από ξύλο και προϊόντα του. Το είδος καυσίμου που χρησιμοποίησε το 2017 η κάθε χώρα αποτυπώνεται στο Σχήμα 4.4 [32]. Όπως είναι φανερό, το φυσικό αέριο εξακολουθεί να κυριαρχεί στις περισσότερες περιοχές, ενώ η χρήση πετρελαίου έχει ελαχιστοποιηθεί και σε πολλές περιπτώσεις είναι μηδενική (πχ Βέλγιο, Ιρλανδία, Λετονία). Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταλαμβάνουν μεγάλα ποσοστά, ειδικά σε χώρες με πλούσιο δυναμικό σε δασικές εκτάσεις (Δανία, Φινλανδία, Λετονία), καθώς η χρήση βιομάζας προωθείται πολύ από τις Κυβερνήσεις τους. Στις νοτιότερες περιοχές η διείσδυση της συμπαραγωγής είναι χαμηλότερη, με μόνη εξαίρεση την Ιταλία που κυμαίνεται σε καλά σχετικά επίπεδα (8.4 GWe και 14%), ενώ η Ελλάδα είναι ανάμεσα στις χώρες με τα χαμηλότερα νούμερα τόσο σε εγκατεστημένη ισχύ κατανεμόμενων μονάδων (0.3 GWe), όσο και σε συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα (μόλις 4%).



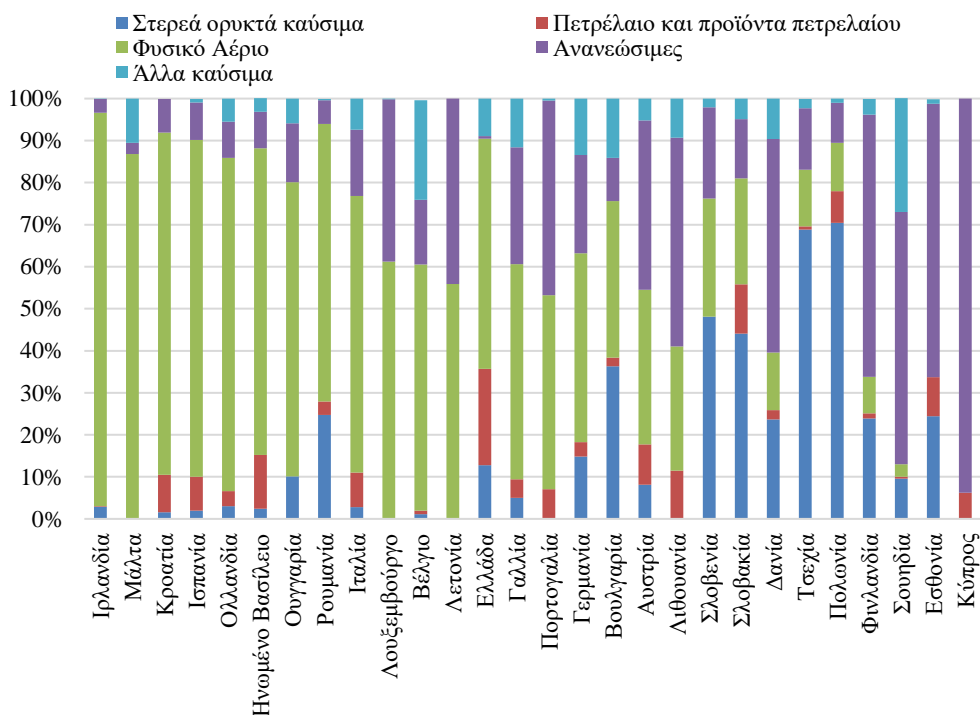
Σχήμα 4.1. Συνολική εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς κατανεμόμενων μονάδων συμπαραγωγής ανά χώρα [32].



Σχήμα 4.2. Συντελεστής χρησιμοποίησης ΣΗΘΥΑ ανά χώρα.



Σχήμα 4.3. Ποσοστά συμμετοχής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά χώρα [32].



Σχήμα 4.4. Χρήση καυσίμου για συστήματα συμπαραγωγής ανά χώρα [32].

Οι προσεγγίσεις που έχουν ακολουθήσει τα Κράτη-Μέλη για τη διείσδυση της τεχνολογίας ποικίλουν. Ο Πίνακας 4.1 συνοψίζει τους βασικούς μηχανισμούς στήριξης που υιοθετούνται στην Ευρώπη [7], [33] και μπορούν να χωριστούν σε δύο μεγάλες κατηγορίες: (α) στους

μηχανισμούς που βασίζονται στην τιμή αποζημίωσης (price systems) και (β) στους μηχανισμούς που βασίζονται στην ποσότητα ισχύος (quota systems) [34]. Η βασική τους διαφορά εντοπίζεται στο γεγονός ότι στην πρώτη κατηγορία η τιμή καθορίζεται από το Κράτος και η ποσότητα από την αγορά, ενώ στη δεύτερη κατηγορία ισχύει το αντίστροφο [35]. Πέραν αυτών των δύο μεγάλων κατηγοριών, κίνητρα δίνονται επίσης μέσω επενδυτικών επιχορηγήσεων και ειδικών φορολογικών ρυθμίσεων. Βέβαια, σε πολλές περιπτώσεις υπάρχουν περιορισμοί ως προς την ταυτόχρονη χρήση των μηχανισμών, αλλά αυτό είναι κάτι το οποίο καθορίζεται από την πολιτική της εκάστοτε χώρας.

Πίνακας 4.1. Βασικοί μηχανισμοί στήριξης ΣΗΘΥΑ στην Ευρώπη [7], [33].

Χώρα	Price Systems FiT/FiP	Quota Systems Πράσινα Πιστοποιητικά	Capital Grants Επιδότησεις Κεφαλαίου	Tax Support Φορολογ Ρυθμίσεις	Άλλα Μέτρα
Βέλγιο		✓	✓		✓
Βουλγαρία	✓				
Τσεχία	✓		✓	✓	
Δανία					✓
Γερμανία	✓		✓		
Εσθονία	✓				✓
Ιρλανδία	✓				
Ελλάδα	✓		✓	✓	✓
Ισπανία	✓				✓
Γαλλία	✓			✓	✓
Ιταλία	✓			✓	✓
Κύπρος			✓		✓
Λετονία	✓				✓
Λιθουανία			✓	✓	✓
Λουξεμβούργο	✓		✓		
Ουγγαρία	✓		✓		✓
Μάλτα	✓				
Ολλανδία				✓	✓
Αυστρία	✓		✓		
Πολωνία	✓	✓	✓	✓	✓
Πορτογαλία	✓				
Ρουμανία	✓	✓	✓		
Σλοβενία	✓		✓		✓
Σλοβακία	✓		✓	✓	
Φινλανδία	✓		✓		✓
Σουηδία		✓		✓	
Ηνωμένο Βασίλειο	✓			✓	✓

Δημοφιλέστεροι είναι οι μηχανισμοί της πρώτης κατηγορίας (price systems), οι οποίοι συναντώνται είτε με τη μορφή εγγυημένων τιμών (Feed-in Tariff, FiT), είτε με τη μορφή εγγυημένων τιμών διαφορικής προσαύξησης (Feed-in Premium, FiP). Ανάμεσα στα Κράτη, τα συστήματα αποζημίωσης παρουσιάζουν διαφοροποιήσεις και η Πολιτεία είναι αυτή που

καθορίζει κάθε φορά τους κανόνες, ανάλογα με τις συνθήκες της αγοράς, το είδος της τεχνολογίας, κλπ. Οι εγγυημένες τιμές FiT, αφορούν γενικώς σταθερές αποζημιώσεις σε προκαθορισμένες τιμές οι οποίες παραμένουν ανεξάρτητες από την τιμή αγοράς, και παρέχονται ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας συνάπτοντας μακροχρόνια συμβόλαια πώλησης (συνήθως 20 έτη). Στο σύστημα των εγγυημένων διαφορικών τιμών FiP, η στήριξη παρέχεται μέσω πριμοδότησης (premium), σαν προσαύξηση στην τιμή αγοράς του ηλεκτρισμού. Η προσαύξηση αυτή μπορεί να είναι σταθερή, ή να εξαρτάται από την τιμή αγοράς. Να σημειωθεί ότι σε πολλές από τις χώρες (πχ Φινλανδία, Ιρλανδία, Λουξεμβούργο, Εσθονία), οι μηχανισμοί που βασίζονται στην τιμή αποζημίωσης (price systems) αφορούν συστήματα συμπαραγωγής που χρησιμοποιούν ως πρωτογενή πηγή βιομάζα και βιοαέριο, και εντάσσονται στην κατηγορία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota), κρύβει ουσιαστικά δύο αγορές. Η μία αγορά αφορά στην πώληση και αγορά της παραγόμενης «πράσινης» ενέργειας, και η άλλη αφορά στην αγοραπωλησία των Εμπορεύσιμων Πράσινων Πιστοποιητικών (Tradable Green Certificates, TGC). Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας είναι υποχρεωμένοι να κατέχουν συγκεκριμένο ποσοστό παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, λαμβάνοντας τον αντίστοιχο αριθμό πράσινων πιστοποιητικών (πχ για κάθε MWh δίνεται ένα πιστοποιητικό TGC). Το πιστοποιητικό αυτό πωλείται σε όσους προμηθευτές ή/και καταναλωτές είναι δεσμευμένοι από την Πολιτεία ένα ποσοστό από την ενέργεια που πωλούν ή/και καταναλώνουν αντίστοιχα, να προέρχεται από ΑΠΕ. Τα πιστοποιητικά διαπραγματεύονται ελεύθερα στην αγορά και η τιμή καθορίζεται ανάλογα με την προσφορά και ζήτηση. Σε περίπτωση μη συμμόρφωσής τους, οι παραβάτες υπόκεινται σε οικονομικές κυρώσεις οι οποίες επίσης καθορίζονται από τις Κυβερνήσεις. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η ποινή στη Σουηδία είναι ίση με το 150% της τιμής των πιστοποιητικών [34]. Το μέτρο αυτό όπως φαίνεται από τον Πίνακα 4.1, δεν είναι διαδεδομένο και είναι πολύ λίγες οι χώρες που το υιοθέτησαν (Βέλγιο, Πολωνία, Ρουμανία, Σουηδία).

Εν γένει, βασική επιδίωξη των μηχανισμών στήριξης είναι η δημιουργία οικονομικών κινήτρων, με σκοπό την προώθηση της τεχνολογίας. Η αποτελεσματικότητά τους ωστόσο, δεν αξιολογείται μόνο με οικονομικούς όρους. Προφανώς, μία επένδυση η οποία εξασφαλίζει πολύ μικρό απλό χρόνο αποπληρωμής είναι ιδιαιτέρως ελκυστική, η τελική απόφαση όμως επηρεάζεται και από άλλους παράγοντες που μπορεί να δρουν ανασταλτικά. Αυτό είναι κάτι το οποίο αποδεικνύεται και από το Σχήμα 4.1. Η διείσδυση και τα ποσοστά συμμετοχής διαφέρουν κατά πολύ, ακόμα και σε χώρες που έχουν υιοθετήσει τους ίδιους

μηχανισμούς. Όπως χαρακτηριστικά αναφέρει ο Moya [33] σε μελέτη που αξιολογεί τα μέτρα στήριξης της συμπαραγωγής στην Ευρώπη, το οικονομικό αποτέλεσμα είναι αναγκαίο αλλά όχι ικανό κριτήριο για επενδύσεις [35]. Μάλιστα, στο πλαίσιο της έρευνάς του, έκανε μία κατηγοριοποίηση των συνηθέστερων “εμποδίων” (barriers) που επηρέασαν αρνητικά την προώθηση της ΣΗΘ. Σύμφωνα με τις σχετικές αναφορές που παραδίδουν οι Ευρωπαϊκές χώρες [36], ορισμένοι από τους κυριότερους ανασταλτικούς παράγοντες είναι οι εξής:

1. Οι τιμές των καυσίμων: Η μεταβλητότητα των τιμών ενέργειας και ειδικά του αερίου, είναι το κυρίαρχο εμπόδιο το οποίο μάλιστα αναφέρεται από την πλειοψηφία των χωρών.
2. Η θερμική και ψυκτική ζήτηση: Η επόμενη πιο δημοφιλής αρνητική παράμετρος είναι το μέγεθος, και η διαθεσιμότητα της τρέχουσας ή μελλοντικής ενεργειακής ζήτησης. Η οικονομική ύφεση μπορεί να περιορίσει την απαίτηση κατανάλωσης ενέργειας, ενώ αποδεικνύεται επίσης ότι οι πολιτικές που στοχεύουν στην αύξηση ενεργειακής αποδοτικότητας σε κτίρια με διαφορετικά μέσα, μειώνουν τη ζήτηση σε θέρμανση/ψύξη, παρεμποδίζοντας την πλήρη αξιοποίηση της συμπαραγωγής.
3. Πολυπλοκότητα νομοθεσίας: Σε μεγάλο αριθμό αναφορών γίνεται συζήτηση για τις διοικητικές διαδικασίες. Η Ελλάδα αποτελεί αντιπροσωπευτικό παράδειγμα, λόγω της έντονης και χρονοβόρας γραφειοκρατίας. Επίσης, σε πολλές αναφορές τονίζονται ελλείψεις στα μέτρα στήριξης που νομοθετούνται, λόγω του βραχυπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα ορισμένων εξ’ αυτών ή αδικιών ορισμένων ειδικών κατηγοριών που εξαιρούνται.
4. Πρόσβαση στο ηλεκτρικό δίκτυο: Η κατηγορία αυτή σχετίζεται με όλα τα εμπόδια που συναντώνται κατά τη διαδικασία σύνδεσης με το δίκτυο.
5. Πρόσβαση/ διαθεσιμότητα καυσίμων.
6. Έλλειψη επενδυτικών πόρων.
7. Εμπόδια σχετικά με τις υποδομές (έλλειψη σε δίκτυο αερίου, θέρμανσης, φυσικού χώρου εγκατάστασης).
8. Έλλειψη εξειδικευμένης γνώσης: Επισημαίνεται από ορισμένες χώρες η ανάγκη για επιπλέον ειδική τεχνική υποστήριξη.

Καταλήγοντας, το κάθε Κράτος-Μέλος ακολουθεί τη δική του στρατηγική προώθησης της τεχνολογίας, η οποία προσαρμόζεται τόσο στις Ευρωπαϊκές Οδηγίες, όσο και στις ανάγκες και ιδιομορφίες της εσωτερικής του αγοράς. Αποδεικνύεται ότι δεν μπορεί να προκύψει κάποιο ασφαλές συμπέρασμα που να συσχετίζει την αποτελεσματικότητα των κινήτρων με

τη διείσδυση. Είναι εμφανές ότι στο Βόρειο τμήμα της Ευρώπης η συμμετοχή της συμπαραγωγής στην ηλεκτροπαραγωγή είναι πολύ σημαντική, και η Γερμανία έχει στο δυναμικό της με διαφορά την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ.

4.3 Μηχανισμοί Υποστήριξης και Διείσδυση Συμπαραγωγής στην Ελλάδα

4.3.1 Μέτρα Ενίσχυσης και Εξέλιξη Νομοθετικού Πλαισίου

Η υποστήριξη και προώθηση της συμπαραγωγής στην Ελλάδα, παρέχεται με τη μορφή επιδοτήσεων των επενδύσεων, και φορολογικών απαλλαγών. Ωστόσο, το βασικότερο μέτρο ενίσχυσης, το οποίο αφορά τους συμπαραγωγούς που προσφέρουν υψηλής απόδοσης ενέργεια (ΣΗΘΥΑ), υπήρξε μέχρι πρόσφατα, ο μηχανισμός των εγγυημένων τιμών (Feed-in Tariff, FiT). Σύμφωνα με αυτόν, ο κάθε παραγωγός υπογράφει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) συγκεκριμένης διάρκειας (20 έτη), και για κάθε MWh που παράγει, αποζημιώνεται σε προκαθορισμένη τιμή σταθερή (€/MWh), για όλο το διάστημα ισχύος της σύμβασης.

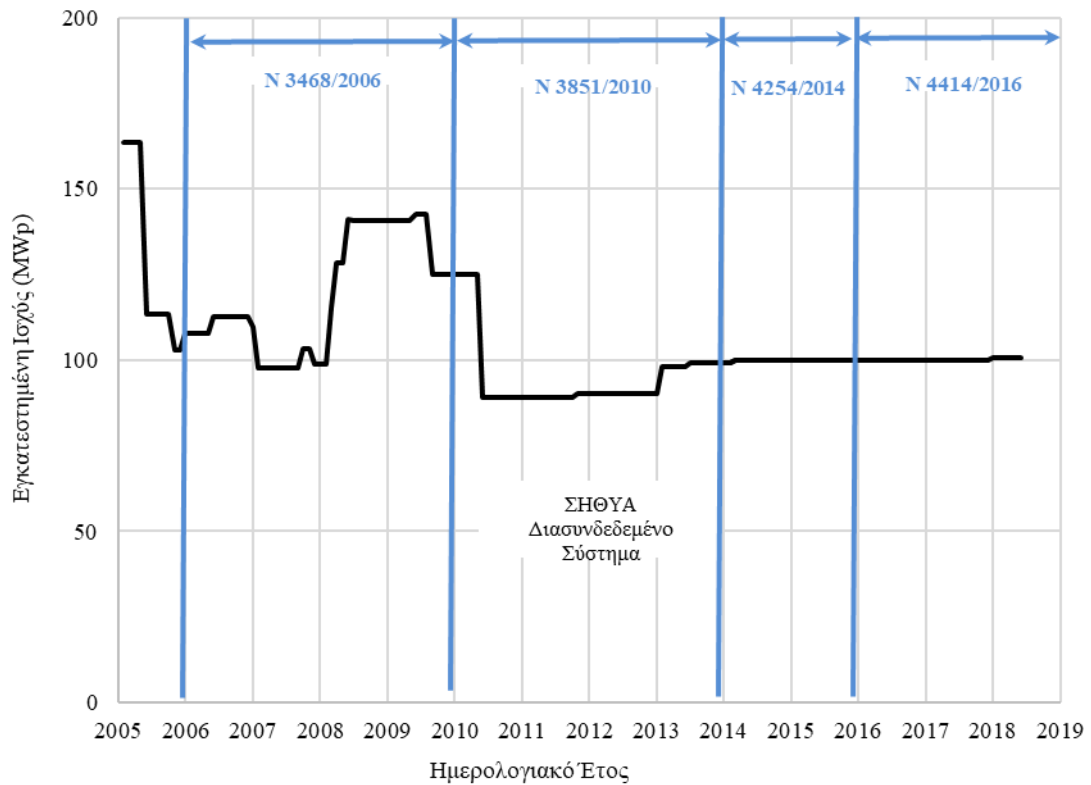
Ο μηχανισμός FiT, τέθηκε σε εφαρμογή το 2006, με τη θέσπιση του Ν 3468/2006. Στη συνέχεια, η νομοθεσία τροποποιήθηκε δύο φορές. Η πρώτη αναθεώρηση ήρθε το 2010 με τον Ν 3851/2010, ο οποίος εισήγαγε έναν συντελεστή ρήτρας (ΣΡ) για τις μονάδες συμπαραγωγής που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο, προκειμένου να συνδεθεί η τελική τιμή αποζημίωσης με την τιμή του φυσικού αερίου εξαλείφοντας με αυτό τον τρόπο τον κίνδυνο διακύμανσης των τιμών του. Η δεύτερη αναθεώρηση, έγινε το 2014, με τον Ν 4254/2014, ο οποίος επανυπολόγισε τις τιμές αποζημίωσης FiT υφιστάμενων συστημάτων, και εισήγαγε νέες κατηγοριοποιήσεις για τις μονάδες ΣΗΘΥΑ, κάνοντας διαχωρισμό μεταξύ των νέων και των λειτουργούντων συστημάτων. Στόχος αυτής της αναπροσαρμογής, ήταν ο περιορισμός του ελλείμματος που εμφανίστηκε στον ειδικό λογαριασμό ΑΠΕ, ως αποτέλεσμα υψηλών αποζημιώσεων σε ορισμένες κατηγορίες (κυρίως φωτοβολταϊκά, και αιολικά). Ο μηχανισμός στήριξης μέσω FiT, τυπικά ολοκληρώθηκε τον Δεκέμβριο του 2015, καθώς το 2016 ορίστηκε το νέο πλαίσιο υποστήριξης ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με τον Ν 4414/2016, βασικός στόχος του οποίου, είναι να δημιουργηθούν οι συνθήκες για την ενσωμάτωση των ΑΠΕ και της συμπαραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο του νέου μοντέλου αγοράς (Target Model).

Με βάση την πιο πρόσφατη νομοθεσία, εισάγεται για πρώτη φορά στη χώρα η λειτουργική ενίσχυση της εγγυημένης προσαύξησης (feed-in premium). Πλέον, ο κάθε παραγωγός υπογράφει σύμβαση διαφορικής προσαύξησης συγκεκριμένης διάρκειας και για κάθε MWh που παράγει, αποζημιώνεται κατά ένα μέρος από τη συμμετοχή του στην αγορά με βάση την οριακή τιμή συστήματος, και κατά ένα μέρος από κρατική ενίσχυση, η οποία είναι διαφορετική ανά τεχνολογία. Ο νέος μηχανισμός, αν και θεωρητικά είναι σε ισχύ από τον Ιανουάριο του 2016, δεν έχει αρχίσει να εφαρμόζεται στην πράξη ακόμα. Τέλος, ένα ακόμη πολύ σημαντικό μέτρο προώθησης, είναι η υιοθέτηση ειδικών τιμολογίων φυσικού αερίου για τη συμπαραγωγή, προσφέροντας έκπτωση στην τιμή αγοράς.

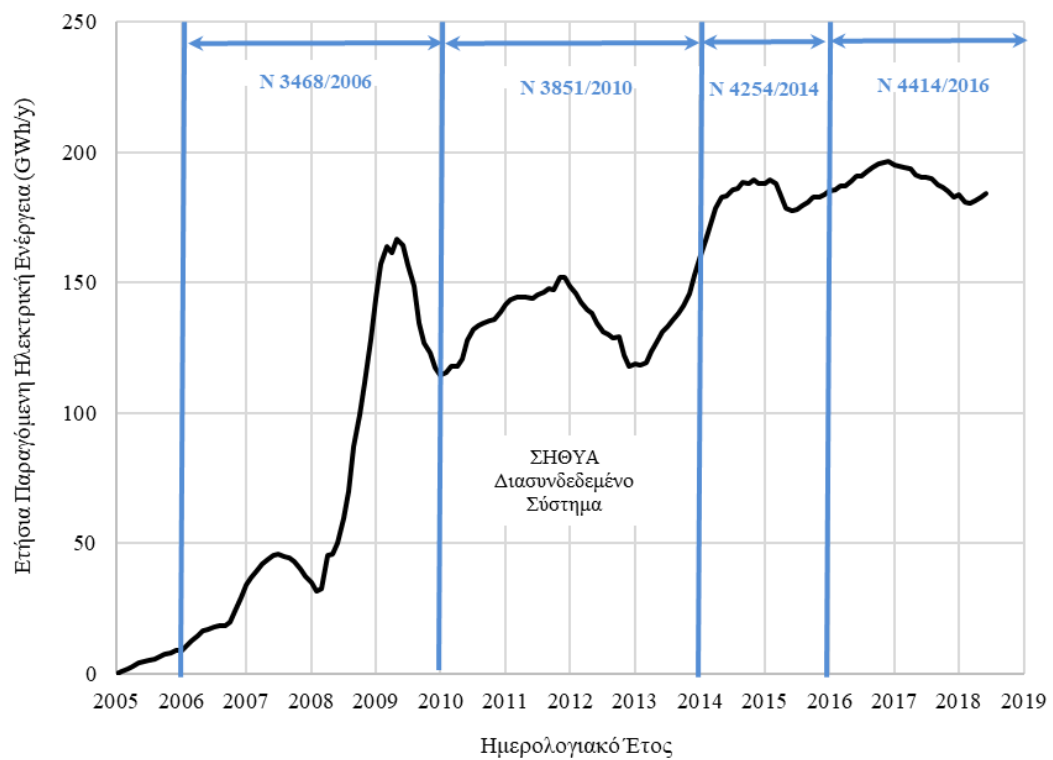
4.3.2 Διείσδυση στην Ελλάδα

Στην χώρα μας, οι πρώτες μονάδες συμπαραγωγής δημιουργήθηκαν τη δεκαετία του '70, στον τομέα της βιομηχανίας. Οι κάτοχοι των μονάδων, ήταν αυτοπαραγωγοί, και λόγω της μη διαθεσιμότητας φυσικού αερίου, χρησιμοποιούσαν πετρέλαιο, και προϊόντα του. Έκτοτε, η συμπαραγωγή πέρασε από διάφορες διακυμάνσεις μέχρι τον 21^ο αιώνα, όπου θεσπίστηκε ειδικό νομοθετικό πλαίσιο, με σκοπό την εφαρμογή Ευρωπαϊκής Οδηγίας για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και τη δημιουργία υποδομών για χρήση φυσικού αερίου [37]. Αποτέλεσμα αυτής της εξέλιξης, ήταν το 2005, η εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς συμπαραγωγής, να φτάνει στα 168.2 MW_e.

Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ [38], κατά τη διάρκεια των ετών 2005-2018, η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΣΗΘΥΑ και η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, για το διασυνδεδεμένο σύστημα, δίνεται στα Σχήματα 4.5 και 4.6.



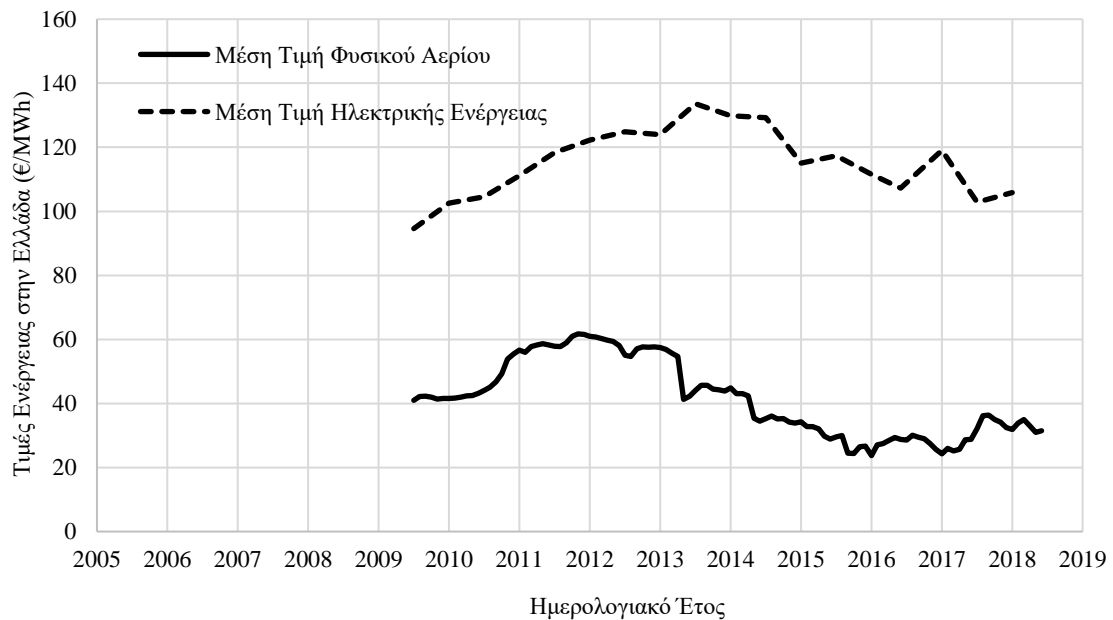
Σχήμα 4.5. Εγκατεστημένη ισχύς ΣΗΘΥΑ ανά έτος [38].



Σχήμα 4.6. Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΣΗΘΥΑ [38].

Από το 2006 μέχρι το 2009, παρατηρήθηκε σημαντική αύξηση της διείσδυσης, τόσο σε επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος, όσο και σε επίπεδο εγχεόμενης στο δίκτυο ενέργειας. Βασικός παράγοντας, ήταν ο Ν 3468/2006, ο οποίος ουσιαστικά μετέφερε στην Ελλάδα την Κοινοτική Οδηγία 2004/8/ΕΚ, που καθόριζε το πλαίσιο προώθησης μονάδων ΣΗΘΥΑ ως κύριο παράγοντα για την εκπλήρωση των ευρωπαϊκών ενεργειακών στόχων.

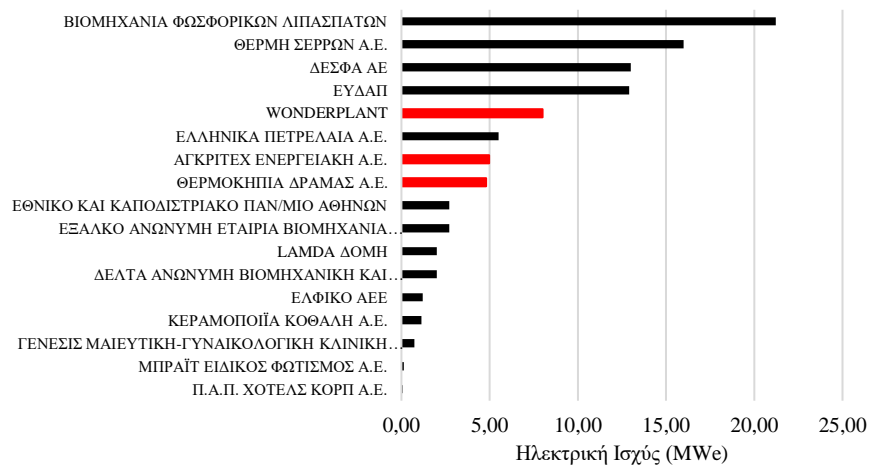
Λίγο μετά το 2010, άλλαξε ο τρόπος καταγραφής των μονάδων από τον ΛΑΓΗΕ, υπολογίζοντας από το σημείο εκείνο μόνο τις μονάδες ΣΗΘΥΑ που αποζημιώνονται από τον λειτουργό αγοράς, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι αυτοπαραγωγοί. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό ενδεχομένως με το δυσμενές οικονομικό περιβάλλον λόγω της χρηματοπιστωτικής κρίσης, την αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου (Σχήμα 4.7) και την καθυστέρηση πληρωμών από τον ΛΑΓΗΕ, η οποία οφειλόταν στο αυξημένο έλλειμμα του Ειδικού Λογαριασμού των ΑΠΕ, δικαιολογεί την απότομη πτώση στην εγκατεστημένη ισχύ που εντοπίζεται στο Σχήμα 4.5. Ο Ν 4254/2014 περιόρισε σημαντικά το έλλειμμα, το οποίο από το 2017 γίνεται πλεόνασμα μετά από πολλά χρόνια, ενώ η παράλληλη πτώση της τιμής αερίου, ευνόησε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘΥΑ, και από το 2016 (και τον Ν 4414/2016), συνεχίζει να αυξάνεται.



Σχήμα 4.7. Διαχρονική εξέλιξη τιμών ενέργειας στην Ελλάδα [38], [39].

Σήμερα, σύμφωνα με τα μητρώα του ΛΑΓΗΕ και ΑΔΜΗΕ [38], [40], οι εγκατεστημένες μονάδες στην Ελλάδα, πλην των κατανεμόμενων με ισχύ 334 MW_e, δίνονται στο Σχήμα 4.8. Η συνολική ηλεκτρική ισχύς υπολογίζεται στα 99 MW_e, όπου στον τομέα της βιομηχανίας

είναι εγκατεστημένα 33.8 MW_e καταλαμβάνοντας το 34% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, και στον αγροτικό τομέα είναι περίπου 18 MW_e με ποσοστό συμμετοχής 18%. Σημαντικό είναι το ποσοστό της Θέρμης Σερρών, που διαθέτει σύστημα τηλεθέρμανσης ισχύος 16 MW_e. Ακολουθούν εφαρμογές σε ΔΕΣΦΑ και ΕΥΔΑΠ με μεγάλες μονάδες 13 MW_e, και συστήματα χαμηλότερης ισχύος στον τριτογενή και εμπορικό τομέα.



Σχήμα 4.8. Μητρώο μονάδων συμπαραγωγής σε λειτουργία στην Ελλάδα.

5.

Συγκριτική Διερεύνηση Επενδυτικής και Λειτουργικής Βιωσιμότητας

5.1 Εισαγωγή

Η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και ο έμμεσος περιορισμός των περιβαλλοντικών ρύπων, δεν είναι αρκετά κίνητρα για να κινητοποιήσουν επενδύσεις σε συστήματα συμπαραγωγής, χωρίς να έχει εξασφαλιστεί πρώτα η οικονομική τους βιωσιμότητα. Τα απαιτητικά αρχικά κεφάλαια, και η ανασφάλεια για τις οικονομικές συνθήκες κάτω από τις οποίες θα λειτουργήσει μια μονάδα, προκαλούν πολλές φορές δισταγμό, όχι μόνο ως προς την επένδυση, αλλά ακόμα και ως προς τη λειτουργία υφιστάμενων μονάδων. Ακόμα και όταν η αγορά ενέργειας, μέσω της τιμολογιακής της πολιτικής δημιουργεί ένα ευνοϊκό περιβάλλον, η εκτίμηση βιωσιμότητας της συμπαραγωγής αποτελεί ένα πολυσύνθετο πρόβλημα, που εξαρτάται από διαφορετικούς παράγοντες.

Από τεχνικής άποψης, η διακύμανση των ενεργειακών φορτίων σε μια εγκατάσταση [41]–[51], ή ο τύπος του κινητήρα που επιλέγεται [5], [6], [41], [46], [52]–[57], έχουν εξεταστεί εκτεταμένα στη βιβλιογραφία για τον τρόπο με τον οποίο μπορούν να επηρεάσουν την οικονομική συμπεριφορά μιας μονάδας. Επίσης, μεγάλη έμφαση έχει δοθεί στην επίδραση του ρυθμιστικού πλαισίου της κάθε χώρας [42], [58]–[60], αλλά και της γενικότερης δομής της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας [60]–[63], στην κερδοφορία της. Έχει

αποδειχθεί, ότι σε απελευθερωμένες αγορές το ρίσκο μιας επένδυσης είναι πάντα μεγάλο, παρά τις προσπάθειες για τη δημιουργία ενός ασφαλούς και δίκαιου επενδυτικού πλαισίου. Γι' αυτό το λόγο, τα κίνητρα που δίνονται μέσω μηχανισμών στήριξης από την Πολιτεία, αποδεικνύονται πολλές φορές καθοριστικά.

Όπως και σε άλλες επενδύσεις που στοχεύουν στην αύξηση της παραγωγικής ικανότητας ενός συστήματος, έτσι και στη συμπαραγωγή, η οικονομική βιωσιμότητα εκτιμάται συνήθως με δείκτες όπως ο απλός χρόνος αποπληρωμής (simple payback period), η καθαρή παρούσα αξία (net present value), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (internal rate of return) [41], [50], [52]–[54], [58]–[65], το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (levelized cost of electricity) [66]–[71], και διερευνάται η επίδραση των επιμέρους παραμέτρων, προκειμένου να προσδιοριστεί το μέγεθος του ρίσκου της επένδυσης.

Από την πλειοψηφία των σχετικών μελετών, το συμπέρασμα που εξάγεται είναι ότι οι δύο κρισιμότερες παράμετροι που επηρεάζουν την οικονομική βιωσιμότητα, είναι: (α) η τιμή του καυσίμου, και (β) η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας [44], [45], [65], [72]–[78]. Η συσχέτιση των δύο αυτών μεγεθών, έχει αποτελέσει αντικείμενο διερεύνησης, με ορισμένες μελέτες να χρησιμοποιούν τη διαφορά τους [73], [74] ως καταλληλότερο μέτρο οικονομικής αξιολόγησης ενώ σε άλλες, προτείνεται ο λόγος της ηλεκτρικής τιμής προς την τιμή του καυσίμου [76], [78].

Γενικά, η συμπαραγωγή εξετάζεται είτε σαν αυτόνομο ενεργειακό σύστημα, είτε σε συνδυασμό με άλλες τεχνολογίες θέρμανσης και ψύξης. Στη δεύτερη περίπτωση, ο πιο συνηθισμένος εναλλακτικός σχηματισμός είναι ο λέβητας φυσικού αερίου για θέρμανση, και ο ηλεκτρικός ψύκτης (ή ψύκτης μηχανικής συμπίεσης) για ψύξη. Ωστόσο, με την πάροδο του χρόνου ολοένα και περισσότερες τεχνολογίες κερδίζουν έδαφος, όπως ο ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου για ψύξη, ενώ τελευταία, εντονότερο γίνεται το ενδιαφέρον για την αντλία θερμότητας, η οποία έχει τη δυνατότητα εναλλαγής της λειτουργίας της, έτσι ώστε να παρέχει θέρμανση το χειμώνα, και ψύξη το καλοκαίρι.

Στο πλαίσιο αυτό, το παρόν κεφάλαιο διερευνά την επενδυτική και λειτουργική βιωσιμότητα ενός συστήματος συμπαραγωγής ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης, με σκοπό να λειτουργεί παράλληλα με ένα υφιστάμενο σύστημα, αποτελούμενο από έναν εκ των τριών εναλλακτικών σχηματισμών:

- (1) Λέβητας Φυσικού Αερίου και Ηλεκτρικός Ψύκτης
- (2) Λέβητας Φυσικού Αερίου και Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου
- (3) Αντλία Θερμότητας

Ο Σχηματισμός (1) έχει μελετηθεί και εφαρμοστεί εκτεταμένα, ενώ οι Σχηματισμοί (2) και (3), αν και αποτελούν αποδοτικές τεχνολογίες, αποδεικνύεται από τη βιβλιογραφία ότι χρήζουν περαιτέρω έρευνας. Οι απαντήσεις σχετικά με τη βιωσιμότητα της συμπαραγωγής, δίνονται μέσω:

- (1) της ανάπτυξης αναλυτικών εξισώσεων που καθορίζουν τις συνθήκες κάτω από τις οποίες η επιλογή για εγκατάσταση μιας μονάδας συμπαραγωγής συγκριτικά με τους τρεις παραπάνω σχηματισμούς αξίζει ή όχι, επενδυτικά, και
- (2) της δημιουργίας χαρτών βιωσιμότητας που υποδεικνύουν τις περιοχές επενδυτικής βιωσιμότητας για νέες μονάδες, και λειτουργικής βιωσιμότητας για υφιστάμενες μονάδες, τόσο για θέρμανση, όσο και για ψύξη.

5.2 Περιγραφή Συστήματος

Το σύστημα το οποίο εξετάζεται, αποτελείται από:

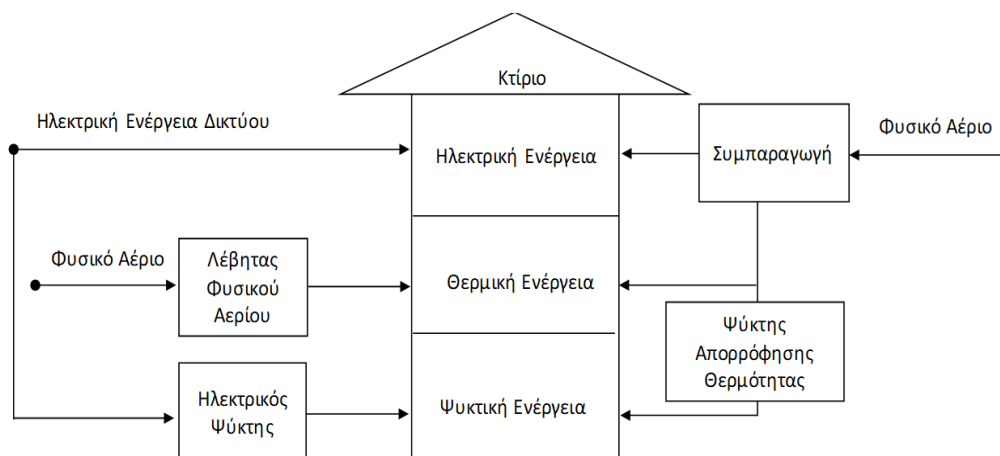
- Μία παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης που λειτουργεί με φυσικό αέριο, παράγει ηλεκτρική ενέργεια μέσω γεννήτριας, ενώ μέρος της συμπαραγόμενης θερμικής ενέργειας ανακτάται και χρησιμοποιείται για θερμικούς σκοπούς.
- Έναν ψύκτη απορρόφησης θερμότητας, ο οποίος χρησιμοποιεί μέρος της ανακτώμενης θερμικής ενέργειας με σκοπό να καλύψει μέρος του ψυκτικού φορτίου.

Τα λειτουργικά και οικονομικά οφέλη του συστήματος συμπαραγωγής, αξιολογούνται σε σύγκριση με τους τρεις εναλλακτικούς σχηματισμούς, αποτελούμενους από τις συμβατικές τεχνολογίες του Σχήματος 5.1.

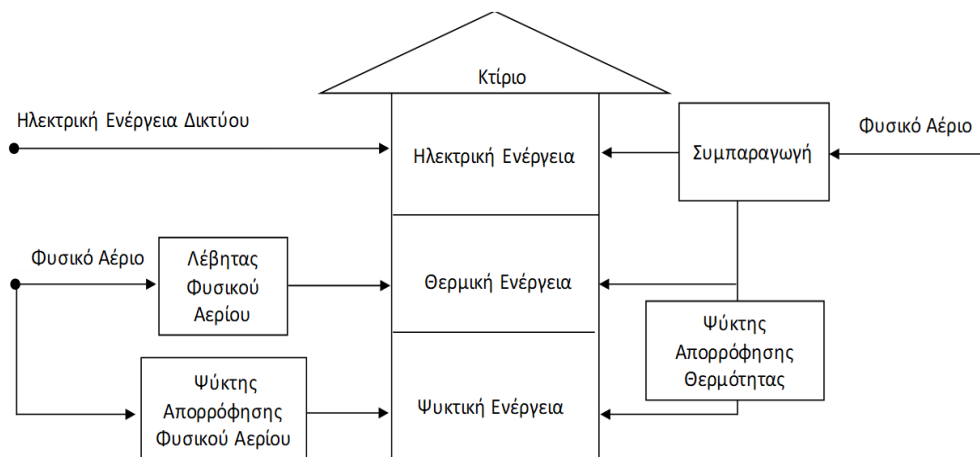
- (1) **Λέβητας φυσικού αερίου για θέρμανση και ηλεκτρικός ψύκτης για ψύξη.** Με την προσθήκη του συστήματος συμπαραγωγής, καταναλώνεται φυσικό αέριο, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, μειώνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου από τη λειτουργία του λέβητα, και μειώνεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τη λειτουργία του ηλεκτρικού ψύκτη.
- (2) **Λέβητας φυσικού αερίου για θέρμανση και ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου για ψύξη.** Με την προσθήκη του συστήματος συμπαραγωγής, καταναλώνεται φυσικό αέριο, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, μειώνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου από τη

λειτουργία του λέβητα, καθώς και η κατανάλωση φυσικού αερίου από τη λειτουργία του ψύκτη αερίου.

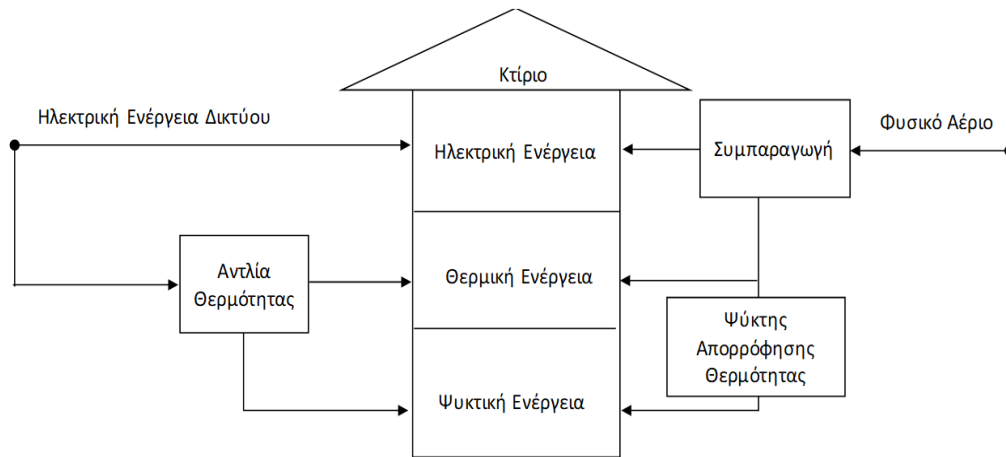
- (3) **Αντλία θερμότητας για θέρμανση και ψύξη.** Με την προσθήκη του συστήματος συμπαραγωγής, καταναλώνεται φυσικό αέριο, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, και μειώνεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από την αντλία θερμότητας τόσο για θέρμανση, όσο και για ψύξη.



(1) Λέβητας Φυσικού Αερίου και Ηλεκτρικός Ψύκτης



(2) Λέβητας Φυσικού Αερίου και Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου



(3) Αντλία Θερμότητας

Σχήμα 5.1. Ενεργειακές ροές ενός συστήματος συμπαράγωγής ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης σε συνδυασμό με συμβατικά συστήματα.

5.3 Εκτίμηση Κόστους με τη Μέθοδο του Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο δείκτης που επιλέγεται για τον έλεγχο βιωσιμότητας των εξεταζόμενων Σχηματισμών, είναι το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΚΠΗΕ), γνωστό ως Levelized Cost of Electricity (*LCOE*). Το *LCOE*, αποτελεί ένα μέγεθος το οποίο υπολογίζει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) μιας τεχνολογίας, κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της, ενσωματώνοντας όλα τα επιμέρους κόστη (κόστος κεφαλαίου, κόστος καυσίμου, κόστος συντήρησης, λειτουργικό κόστος), ανηγμένα σε τιμές παρούσας αξίας. Επιλέγεται πολύ συχνά για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων ενεργειακών συστημάτων.

Συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες, η ιδιαιτερότητα με τη συμπαράγωγή, βρίσκεται στο γεγονός ότι ο ηλεκτρισμός δεν είναι το μόνο προϊόν που παράγεται, και επομένως, το κόστος κύκλου ζωής οφείλει να κατανεμηθεί μεταξύ των διαφορετικών προϊόντων. Πιο συγκεκριμένα, για τον υπολογισμό του *LCOE*, εκτός όλων των άλλων, λαμβάνεται υπόψη και μία «θερμική πίστωση» (heat credit) η οποία εκφράζει τη μείωση του τελικού κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της συμπαράγόμενης θερμικής και ψυκτικής ενέργειας. Έτσι, ο υπολογισμός βασίζει τη λογική του στην παρακάτω εξίσωση, με όλα τα κόστη να εκφράζονται ανά MWh παραγόμενου ηλεκτρισμού:

$$LCOE = \text{Κόστος Κεφαλαίου} + \text{Κόστος Συντήρησης} + \text{Κόστος Καυσίμου} - \text{Αποφευγόμενο Κόστος Θερμότητας} - \text{Αποφευγόμενο Κόστος Ψύξης} \quad (5.1)$$

Είναι προφανές, πως η μορφή που θα έχει η τελική εξίσωση διαφέρει ανάλογα με τα συστήματα με τα οποία συγκρίνεται η συμπαραγωγή. Στη συνέχεια λοιπόν, παρουσιάζεται η ανάπτυξη του $LCOE$ μιας μονάδας συμπαραγωγής ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης, για κάθε έναν από τους τρεις εναλλακτικούς Σχηματισμούς που περιγράφηκαν στην ενότητα 5.2.

5.3.1 Σχηματισμός 1: Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Μονάδα Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης

Το $LCOE$ εκφράζεται από την εξίσωση (5.2), η οποία αποτελείται από πέντε όρους: ο πρώτος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος κεφαλαίου, ο δεύτερος όρος το κόστος συντήρησης, ο τρίτος όρος το κόστος καυσίμου που καταναλώνεται από την συμπαραγωγή, ο τέταρτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος από το φυσικό αέριο που θα κατανάλωνε ο λέβητας προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας με αυτήν που παράγει η συμπαραγωγή, ενώ αντίστοιχα, ο πέμπτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος από τον ηλεκτρισμό που θα κατανάλωνε ο ηλεκτρικός ψύκτης προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας με αυτήν που παράγει ο ψύκτης απορρόφησης.

$$LCOE = \left(\frac{CRF}{t_y CF} \right) C_{eq} + C_m + \left(\frac{G}{E} \right) C_g - \left(\frac{G_{ab}}{E} \right) C_g - \left(\frac{E_{ae}}{E} \right) C_e \quad (5.2)$$

όπου,

CRF	-	ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (εξίσωση ((5.3))
t_y	h	ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας
CF	-	ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor)
C_{eq}	€/MW	το κόστος εξοπλισμού (κόστος κεφαλαίου)
C_m	€/MWh	το κόστος συντήρησης
G	MWh	η ποσότητα καυσίμου που καταναλώνεται από τη συμπαραγωγή
E	MWh	η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τη συμπαραγωγή
C_g	€/MWh	το κόστος φυσικού αερίου
G_{ab}	MWh	η αποφευγόμενη ποσότητα φυσικού αερίου που θα κατανάλωνε ο λέβητας

E_{ae}	MWh	η αποφευγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που θα κατανάλωνε ο ηλεκτρικός ψύκτης
C_e	€/MWh	το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου

$$CRF = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-N}} \quad (5.3)$$

όπου,

i - το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (weighted average cost of capital, WACC)

N - ο χρόνος ζωής του συστήματος

Η ωφέλιμη θερμική ενέργεια που παράγεται από τη συμπαραγωγή:

$$Q_h = (1 - f) \eta_{th} G \quad (5.4)$$

όπου,

f - το ποσοστό ανακτώμενης θερμότητας που χρησιμοποιείται για ψύξη

η_{th} - η θερμική απόδοση της συμπαραγωγής

Την ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας θα παρήγαγε ο λέβητας σύμφωνα με την εξίσωση:

$$Q_h = \eta_b G_{ab} \quad (5.5)$$

όπου,

η_b - η απόδοση του λέβητα φυσικού αερίου

Εξισώνοντας τις (5.4) και (5.5), η αποφευγόμενη ποσότητα φυσικού αερίου G_{ab} δίνεται:

$$G_{ab} = \frac{(1 - f) \eta_{th} G}{\eta_b} \quad (5.6)$$

Αντίστοιχα, η ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγεται από τον ψύκτη απορρόφησης θερμότητας είναι:

$$Q_c = f \eta_{th} COP_a G \quad (5.7)$$

όπου,

COP_a - ο συντελεστής συμπεριφοράς του ψύκτη απορρόφησης

Την ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας θα παρήγαγε ο ηλεκτρικός ψύκτης σύμφωνα με την εξίσωση:

$$Q_c = COP_e E_{ae} \quad (5.8)$$

όπου,

COP_e - ο συντελεστής συμπεριφοράς του ηλεκτρικού ψύκτη

Εξισώνοντας τις (5.7) και (5.8), η αποφευγόμενη ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας E_{ae} δίνεται:

$$E_{ae} = \frac{f \eta_{th} COP_a G}{COP_e} \quad (5.9)$$

Η κατανάλωση φυσικού αερίου από τη συμπαραγωγή, μπορεί επίσης να εκφραστεί ως:

$$G = \frac{E}{\eta_e} \quad (5.10)$$

όπου,

η_e - η ηλεκτρική απόδοση της συμπαραγωγής

Με αυτόν τον τρόπο, υποκαθιστώντας τις εξισώσεις (5.6), (5.9), και (5.10) στην εξίσωση (5.2), το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ($LCOE$) του Σχηματισμού 1 διατυπώνεται ως εξής:

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1 - f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e \eta_b} \right) C_g - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_e} \right) C_e \quad (5.11)$$

5.3.2 Σχηματισμός 2: Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Μονάδα Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης

Αντίστοιχα, το $LCOE$ του δεύτερου σχηματισμού εκφράζεται από την εξίσωση (5.12), η οποία αποτελείται από πέντε όρους: ο πρώτος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος κεφαλαίου, ο δεύτερος όρος το κόστος συντήρησης, ο τρίτος όρος το κόστος καυσίμου που καταναλώνεται από την συμπαραγωγή, ο τέταρτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο

κόστος από το φυσικό αέριο που θα κατανάλωνε ο λέβητας προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας με αυτήν που παράγει η συμπαραγωγή, ενώ αντίστοιχα, ο πέμπτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος από το φυσικό αέριο που θα κατανάλωνε ο ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας με αυτήν που παράγει ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας.

$$LCOE = \left(\frac{CRF}{t_y CF} \right) C_{eq} + C_m + \left(\frac{G}{E} \right) C_g - \left(\frac{G_{ab}}{E} \right) C_g - \left(\frac{G_{ac}}{E} \right) C_g \quad (5.12)$$

όπου,

G_{ac} MWh η αποφευγόμενη ποσότητα φυσικού αερίου που θα κατανάλωνε ο ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου

Η ωφέλιμη θερμική ενέργεια που παράγεται από τη συμπαραγωγή Q_h , δίνεται από την εξίσωση (5.4). Η ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας Q_h που θα παρήγαγε ο λέβητας δίνεται από την εξίσωση (5.5). Η αποφευγόμενη ποσότητα φυσικού αερίου G_{ab} δίνεται από την εξίσωση (5.6). Η ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγεται από τον ψύκτη απορρόφησης θερμότητας Q_c , δίνεται από την εξίσωση (5.7). Η ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας που θα παρήγαγε ο ψύκτης φυσικού αερίου υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση:

$$Q_c = COP_g G_{ac} \quad (5.13)$$

όπου,

COP_g - ο συντελεστής συμπεριφοράς του ψύκτη φυσικού αερίου

Εξισώνοντας τις (5.7) και (5.13), η αποφευγόμενη ποσότητα φυσικού αερίου G_{ac} δίνεται:

$$G_{ac} = \frac{f \eta_{th} COP_a G}{COP_g} \quad (5.14)$$

Υποκαθιστώντας τις εξισώσεις (5.6), (5.14), και (5.10) στην εξίσωση (5.12), το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ($LCOE$) του Σχηματισμού 2 διατυπώνεται ως εξής:

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1 - f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e \eta_b} \right) C_g - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_g} \right) C_g \quad (5.15)$$

5.3.3 Σχηματισμός 3: Αντλία Θερμότητας & Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης

Το $LCOE$ του τρίτου σχηματισμού, εκφράζεται από την εξίσωση (5.16), η οποία αποτελείται από πέντε όρους: ο πρώτος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος κεφαλαίου, ο δεύτερος όρος το κόστος συντήρησης, ο τρίτος όρος το κόστος καυσίμου που καταναλώνεται από την συμπαράγωγή, ο τέταρτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος από την ηλεκτρική ενέργεια που θα κατανάλωνε η αντλία θερμότητας προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας με αυτήν που παράγει η συμπαράγωγή, ενώ αντίστοιχα, ο πέμπτος όρος αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος από την ηλεκτρική ενέργεια που θα κατανάλωνε αντλία θερμότητας προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας με αυτήν που παράγει ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας.

$$LCOE = \left(\frac{CRF}{t_y CF} \right) C_{eq} + C_m + \left(\frac{G}{E} \right) C_g - \left(\frac{E_{ahph}}{E} \right) C_e - \left(\frac{E_{ahpc}}{E} \right) C_e \quad (5.16)$$

όπου,

E_{ahph}	MWh	η αποφευγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που θα κατανάλωνε η αντλία θερμότητας για θέρμανση
E_{ahpc}	MWh	η αποφευγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που θα κατανάλωνε η αντλία θερμότητας για ψύξη

Η ωφέλιμη θερμική ενέργεια που παράγεται από τη συμπαράγωγή Q_h , δίνεται από την εξίσωση (5.4). Η ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας που θα παρήγαγε η αντλία θερμότητας υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση (5.17):

$$Q_h = COP_h E_{ahph} \quad (5.17)$$

όπου,

COP_h - ο συντελεστής συμπεριφοράς της αντλίας θερμότητας για θέρμανση

Εξισώνοντας τις (5.4) και (5.17), η αποφευγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας E_{ahph} δίνεται:

$$E_{ahph} = \frac{(1 - f) \eta_{th} G}{COP_h} \quad (5.18)$$

Η ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγεται από τον ψύκτη απορρόφησης θερμότητας Q_c , δίνεται από την εξίσωση (5.7). Η ίδια ποσότητα ψυκτικής ενέργειας που θα παρήγαγε η αντλία θερμότητας υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση:

$$Q_c = COP_c E_{ahpc} \quad (5.19)$$

όπου,

COP_c - Ο συντελεστής συμπεριφοράς της αντλίας θερμότητας για ψύξη

Εξισώνοντας τις (5.7) και (5.19), η αποφευγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας E_{ahpc} δίνεται:

$$E_{ahpc} = \frac{f \eta_{th} COP_a G}{COP_c} \quad (5.20)$$

Υποκαθιστώντας τις εξισώσεις (5.18), (5.20), και (5.10) στην εξίσωση (5.16), το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ($LCOE$) του Σχηματισμού 3 διατυπώνεται ως εξής:

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1 - f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e COP_h} \right) C_e - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_c} \right) C_e \quad (5.21)$$

Ο Πίνακας 5.1 συνοψίζει τις εξισώσεις υπολογισμού του $LCOE$ για κάθε Σχηματισμό. Όπως αποδεικνύεται, προκύπτουν συνολικά 16 τεχνικοί και οικονομικοί παράγοντες που το επηρεάζουν. Οι παράγοντες αυτοί, ταξινομούνται σε κατάλληλες κατηγορίες και συνοψίζονται στον Πίνακα 5.2 μαζί με αντίστοιχες τυπικές τιμές για τον κάθε έναν ξεχωριστά.

Πίνακας 5.1. Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (*LCOE*) συστήματος συμπαραγωγής σε σύγκριση με τρία εναλλακτικά συστήματα

Σχηματισμός 1. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Συμπαραγωγή

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1-f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e \eta_b} \right) C_g - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_e} \right) C_e \quad (5.11)$$

Σχηματισμός 2. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Συμπαραγωγή

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1-f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e \eta_b} \right) C_g - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_g} \right) C_g \quad (5.15)$$

Σχηματισμός 3. Αντλία Θερμότητας & Συμπαραγωγή

$$LCOE = \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e} - (1-f) \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e COP_h} \right) C_e - f \left(\frac{\eta_{th} COP_a}{\eta_e COP_c} \right) C_e \quad (5.21)$$

Πίνακας 5.2. Παράγοντες που επηρεάζουν το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

No		Σύμβολο	Ελάχιστο	Πιθανό	Μέγιστο	Μονάδες
Τεχνικά Χαρακτηριστικά						
1	Ηλεκτρική απόδοση συμπαραγωγής	η_e	0.31	0.35	0.37	-
2	Θερμική απόδοση συμπαραγωγής	η_{th}	0.48	0.50	0.54	-
3	Απόδοση λέβητα φυσικού αερίου	η_b	0.80	0.85	0.90	-
4	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης θερμότητας	COP_a	0.70	0.75	0.80	-
5	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου	COP_g	1.00	1.50	2.00	-
6	Συντελεστής συμπεριφοράς αντλίας θερμότητας για θέρμανση	COP_h	3.00	4.00	5.00	-
7	Συντελεστής συμπεριφοράς αντλίας θερμότητας για ψύξη	COP_c	2.50	3.00	3.50	-
8	Συντελεστής συμπεριφοράς ηλεκτρικού ψύκτη	COP_e	2.50	3.00	3.50	-
Χαρακτηριστικά Φορτίου						
9	Συντελεστής χρησιμοποίησης	CF	0.75	0.85	0.95	-
10	Ποσοστό ανακτώμενης θερμότητας από συμπαραγωγή για ψύξη	f	0.30	0.40	0.50	-
Οικονομικά Χαρακτηριστικά						
11	Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου	i	0.10	0.15	0.20	-
12	Χρόνος ζωής συστήματος	N	20	20	20	y
13	Μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού	C_{eq}	1.25	1.50	1.75	€/W
14	Κόστος συντήρησης	C_m	8.0	10.0	15.0	€/MWh
15	Λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου	C_e	100	120	150	€/MWh
16	Λιανική τιμή φυσικού αερίου	C_g	30.0	40.0	50.0	€/MWh

Οι ενεργειακές αποδόσεις η_e, η_{th} , και η_b , ποικίλουν ανάλογα με τα χαρακτηριστικά εξοπλισμού. Αντιθέτως, οι αποδόσεις που αφορούν τους ψύκτες και την αντλία θερμότητας COP_s εκτός από τα χαρακτηριστικά εξοπλισμού, εξαρτώνται και από τις συνθήκες λειτουργίας (πχ θερμοκρασιακή διαφορά λειτουργίας της αντλίας θερμότητας), και ως εκ τούτου, παρουσιάζουν μεγαλύτερο εύρος διακύμανσης.

Τα χαρακτηριστικά του φορτίου (CF, f) εξαρτώνται από την κατανομή φορτίου, καθώς και από αποφάσεις που σχετίζονται με τη διαστασιολόγηση της μονάδας συμπαραγωγής κατά το στάδιο του σχεδιασμού. Και οι δύο παράμετροι CF και f εξαρτώνται από το μέγεθος της μονάδας. Η πρώτη (CF), είναι ιδιαίτερα κρίσιμη παράμετρος σχεδιασμού, η οποία εξαρτάται από την κατανομή του θερμικού φορτίου μέσα στο έτος. Η παράμετρος αυτή είναι το γνωστό “capacity factor” και εκφράζει ουσιαστικά τον λόγο της πραγματικής ως προς την μέγιστη δυνατή αξιοποίησης της μονάδας κατά τη διάρκεια του έτους. Η ελληνική έκφραση του όρου, συναντάται με διάφορες μορφές. Οι επικρατέστερες είναι, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (ΡΑΕ, ΥΠΕΚΑ) και ο συντελεστής φόρτισης (ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ). Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, επιλέγεται η πρώτη ονομασία (συντελεστής χρησιμοποίησης). Η δεύτερη παράμετρος (f), εξαρτάται από τη διάρκεια, καθώς και από την ένταση της ψυκτικής περιόδου. Στο κεφάλαιο αυτό, για το CF επιλέγεται τιμή 85% θεωρώντας πολύ σημαντική την όσο το δυνατόν μεγαλύτερη αξιοποίηση της μονάδας, ενώ για την παράμετρο f χρησιμοποιήθηκε τιμή αντιπροσωπευτική των κλιματικών συνθηκών της Ελλάδας.

Το κόστος κεφαλαίου εκφράζει το οικονομικό περιβάλλον συμπεριλαμβανομένου του κόστους ιδίων κεφαλαίων και δανείου. Η διάρκεια ζωής που επιλέγεται σε μελέτες αντίστοιχων έργων, είναι συνήθως τα 20 έτη. Το κόστος συντήρησης περιλαμβάνει τα εργατικά για συντήρηση, τα μηχανικά εξαρτήματα και υλικά, τις γενικές επισκευές, και εξαρτάται από το είδος και το μέγεθος της μονάδας συμπαραγωγής [79]. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, το κόστος συντήρησης ποικίλει μεταξύ 10 και 25 €/MWh [79]–[82]. Ωστόσο, θεωρώντας και ένα μικρό ποσοστό εξοικονόμησης το οποίο επιτυγχάνεται λόγω της μείωσης της συντήρησης του συμβατικού εξοπλισμού χάρη στη συμπαραγωγή, και περιορίζοντας τη μελέτη σε μηχανές εσωτερικής καύσης, η μέση τιμή που επιλέχθηκε ήταν η ελάχιστη στα 10 €/MWh.

Σχετικά με το κόστος ηλεκτρισμού (C_e) και φυσικού αερίου (C_g), οι δύο αυτές παράμετροι θεωρούνται οι πιο κρίσιμες, καθώς το μεγαλύτερο ρίσκο για την επένδυση και τη λειτουργία των συστημάτων συμπαραγωγής πηγάζει από τη δική τους μεταβολή και

συσχέτιση. Στο κεφάλαιο αυτό, επιλέγονται τυπικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου για την περίπτωση της Ελλάδας.

5.4 Κριτήρια Επενδυτικής Βιωσιμότητας

Θεωρώντας το οικονομικό κριτήριο σαν το κυρίαρχο για τη βιωσιμότητα της συμπαραγωγής, και συγκρίνοντας το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του Πίνακα 5.1, με το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου, ορίζεται μία συνθήκη ελέγχου για την οικονομική της βιωσιμότητα όταν αυτή συνδυάζεται με ένα υπάρχον συμβατικό σύστημα, σύμφωνα με την εξίσωση που ακολουθεί:

$$C_e \geq LCOE \quad (5.22)$$

όπου, C_e (€/MWh), το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου

Συνδυάζοντας τις εξισώσεις (5.11), (5.15) και (5.21) με την εξίσωση (5.22), και επιλύοντας ως προς το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου C_e , προκύπτουν οι συνθήκες βιωσιμότητας της συμπαραγωγής για τους τρεις εναλλακτικούς σχηματισμούς (Πίνακας 5.3).

Πίνακας 5.3. Κριτήρια επενδυτικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής

Σχηματισμός 1. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq \frac{\frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \left(1 - (1-f) \frac{\eta_{th}}{\eta_b}\right) \frac{C_g}{\eta_e}}{1 + f \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \frac{COP_a}{COP_e}} \quad (5.23)$$

Σχηματισμός 2. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq \frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \left(1 - (1-f) \frac{\eta_{th}}{\eta_b} - f \eta_{th} \frac{COP_a}{COP_g}\right) \frac{C_g}{\eta_e} \quad (5.24)$$

Σχηματισμός 3. Αντλία Θερμότητας & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq \frac{\frac{CRF}{t_y CF} C_{eq} + C_m + \frac{C_g}{\eta_e}}{1 + (1-f) \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \frac{COP_a}{COP_h} + f \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \frac{COP_a}{COP_c}} \quad (5.25)$$

5.5 Κριτήρια Λειτουργικής Βιωσιμότητας

Το πρόβλημα λειτουργικής βιωσιμότητας αναφέρεται στις περιπτώσεις εκείνες όπου η μονάδα συμπαραγωγής έχει εγκατασταθεί, αλλά οι συνθήκες αγοράς (τιμές ενέργειας) μεταβάλλονται. Είναι προφανές, πως όταν μία εγκατάσταση κατέχει πάνω από ένα σύστημα παραγωγής ενέργειας, η απόφαση για την τελική επιλογή γίνεται με βάση το χαμηλότερο λειτουργικό κόστος. Με άλλα λόγια, το βασικό ερώτημα που τίθεται είναι: «Στην περίπτωση μιας υφιστάμενης μονάδας συμπαραγωγής, τότε μπορεί η μονάδα αυτή να παράγει θερμική και ψυκτική ενέργεια φθηνότερα από τις συμβατικές τεχνολογίες;»

Ακολουθώντας την ίδια προσέγγιση με την επενδυτική βιωσιμότητα, παρουσιάζονται οι συνθήκες λειτουργικής βιωσιμότητας της συμπαραγωγής για λειτουργία θέρμανσης (Πίνακας 5.4), ή ψύξης (Πίνακας 5.5). Πιο συγκεκριμένα, αφαιρώντας τον όρο του κόστους κεφαλαίου από τις εξισώσεις (5.23), (5.24), (5.25), και εφαρμόζοντας την τιμή μηδέν (0) στον συντελεστή ψύξης f , προκύπτουν οι εξισώσεις (5.26), (5.27), (5.28) του Πίνακα 5.4 (Συνθήκες Θέρμανσης). Αντίστοιχα, αγνοώντας το κόστος κεφαλαίου στις εξισώσεις (5.23), (5.24), (5.25), και εφαρμόζοντας την τιμή ένα (1) στον συντελεστή ψύξης, προκύπτουν οι εξισώσεις του Πίνακα 5.5 (Συνθήκες Ψύξης).

Πίνακας 5.4. Κριτήρια λειτουργικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής για θέρμανση

(α) Συνθήκες Θέρμανσης

Σχηματισμός 1. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq C_m + \left(1 - \frac{\eta_{th}}{\eta_b}\right) \frac{C_g}{\eta_e} \quad (5.26)$$

Σχηματισμός 2. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq C_m + \left(1 - \frac{\eta_{th}}{\eta_b}\right) \frac{C_g}{\eta_e} \quad (5.27)$$

Σχηματισμός 3. Αντλία Θερμότητας & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq \frac{C_m + \frac{C_g}{\eta_e}}{1 + \frac{\eta_{th}}{\eta_e COP_h}} \quad (5.28)$$

Πίνακας 5.5. Κριτήρια λειτουργικής βιωσιμότητας συμπαραγωγής για ψύξη**(β) Συνθήκες Ψύξης***Σχηματισμός 1. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ηλεκτρικός Ψύκτης & Συμπαραγωγή*

$$C_e \geq \frac{C_m + \frac{C_g}{\eta_e}}{1 + \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \frac{COP_a}{COP_e}} \quad (5.29)$$

Σχηματισμός 2. Λέβητας Φυσικού Αερίου & Ψύκτης Απορρόφησης Φυσικού Αερίου & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq C_m + \left(1 - \eta_{th} \frac{COP_a}{COP_g}\right) \frac{C_g}{\eta_e} \quad (5.30)$$

Σχηματισμός 3. Αντλία Θερμότητας & Συμπαραγωγή

$$C_e \geq \frac{C_m + \frac{C_g}{\eta_e}}{1 + \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \frac{COP_a}{COP_c}} \quad (5.31)$$

5.6 Αποτελέσματα**5.6.1 Ανάλυση Ευαισθησίας**

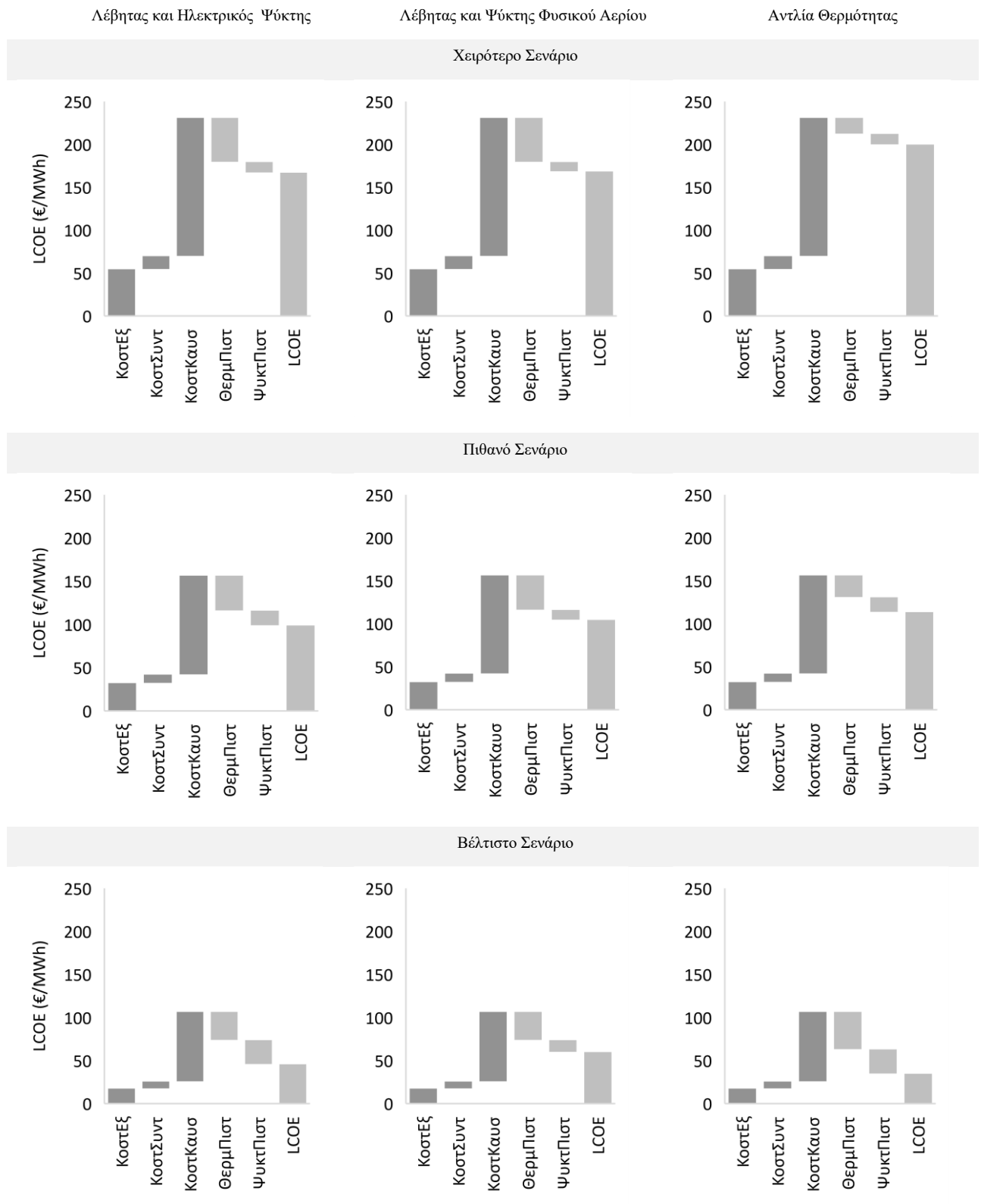
Τα αποτελέσματα από τον υπολογισμό του $LCOE$ παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.6 και στο Σχήμα 5.2. Το σταθμισμένο κόστος υπολογίστηκε θεωρώντας τις τιμές του Πίνακα 5.2 για βέλτιστο, πιθανό και χειρότερο δυνατό σενάριο. Πιο συγκεκριμένα, υψηλές τιμές του $LCOE$ αντιστοιχούν στις μέγιστες τιμές στις αποδόσεις του συμβατικού εξοπλισμού (η_b , COP_g , COP_h , COP_c , COP_e), μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (i), μοναδιαίου κόστους εξοπλισμού (C_{eq}), κόστους συντήρησης (C_m), και κόστους φυσικού αερίου (C_g), και στις ελάχιστες τιμές στις αποδόσεις της συμπαραγωγής (η_e , η_{th} , COP_a) και κόστους ηλεκτρισμού (C_e), και αντίστροφα.

Συμπερασματικά, με βάση το πιθανό σενάριο, ο σχηματισμός που οδηγεί στην υψηλότερη τιμή του $LCOE$, είναι αυτός με την αντλία θερμότητας, ο οποίος εμφανίζει και τη μεγαλύτερη διακύμανση. Αντιθέτως, τα αποτελέσματα του $LCOE$ στις περιπτώσεις που η συμπαραγωγή υποκαθιστά λέβητα φυσικού αερίου και τους δύο ψύκτες (ηλεκτρικό και ψύκτη φυσικού αερίου), οδηγούν σε χαμηλότερες τιμές. Αυτό αποδίδεται κυρίως στις

συγκριτικά υψηλότερες αποδόσεις της αντλίας θερμότητας, σε σχέση με αυτές του λέβητα και των δύο ψυκτών. Μία ενδιαφέρουσα παρατήρηση του Σχήματος 5.2 είναι η μεγάλη πτώση της θερμικής πίστωσης του Σχηματισμού 3 στο χειρότερο σενάριο, που οδηγεί σε ιδιαίτερα αυξημένο *LCOE*, κάτι το οποίο υποδηλώνει πως το πλεονέκτημα από τη λειτουργία του συστήματος συμπαραγωγής για την παραγωγή θερμικής ενέργειας, ελαττώνεται λόγω των χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και της υψηλής απόδοσης της αντλίας θερμότητας. Αντιθέτως, όταν η θερμική ενέργεια παρέχεται από τον λέβητα φυσικού αερίου, ακόμη και στο χειρότερο σενάριο, η θερμική πίστωση παραμένει σημαντική.

Πίνακας 5.6. Αποτελέσματα από τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

	Σχηματισμός 1	Σχηματισμός 2	Σχηματισμός 3
Σενάριο	Λέβητας και Ηλεκτρικός Ψύκτης	Λέβητας και Ψύκτης Φυσικού Αερίου	Αντλία Θερμότητας
Χειρότερο	167	169	200 €/MWh
Πιθανό	99.0	105	114 €/MWh
Βέλτιστο	45.9	60.0	35.0 €/MWh

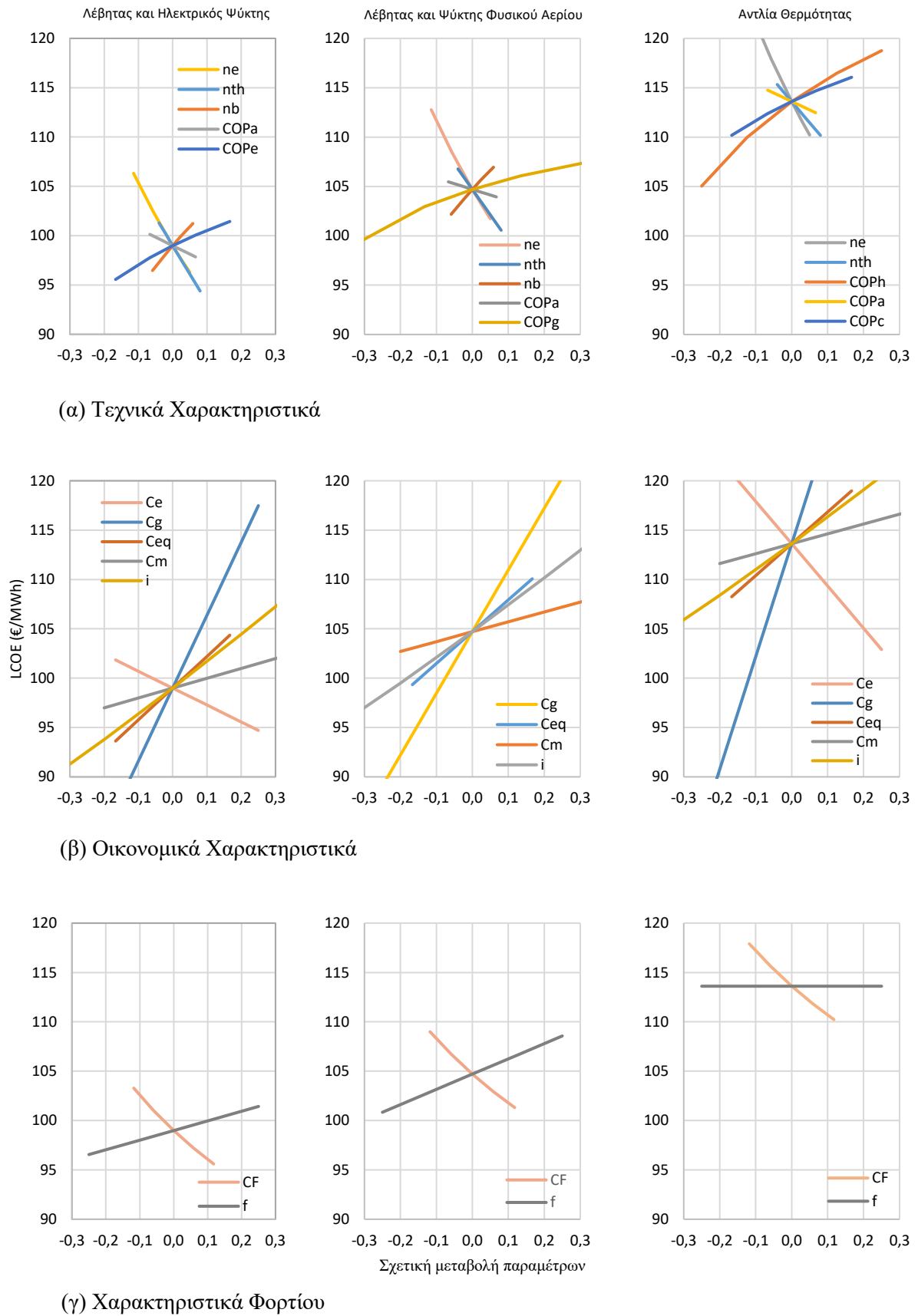


Σχήμα 5.2. Αποτελέσματα των επιμέρους όρων του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τρία διαφορετικά σενάρια.

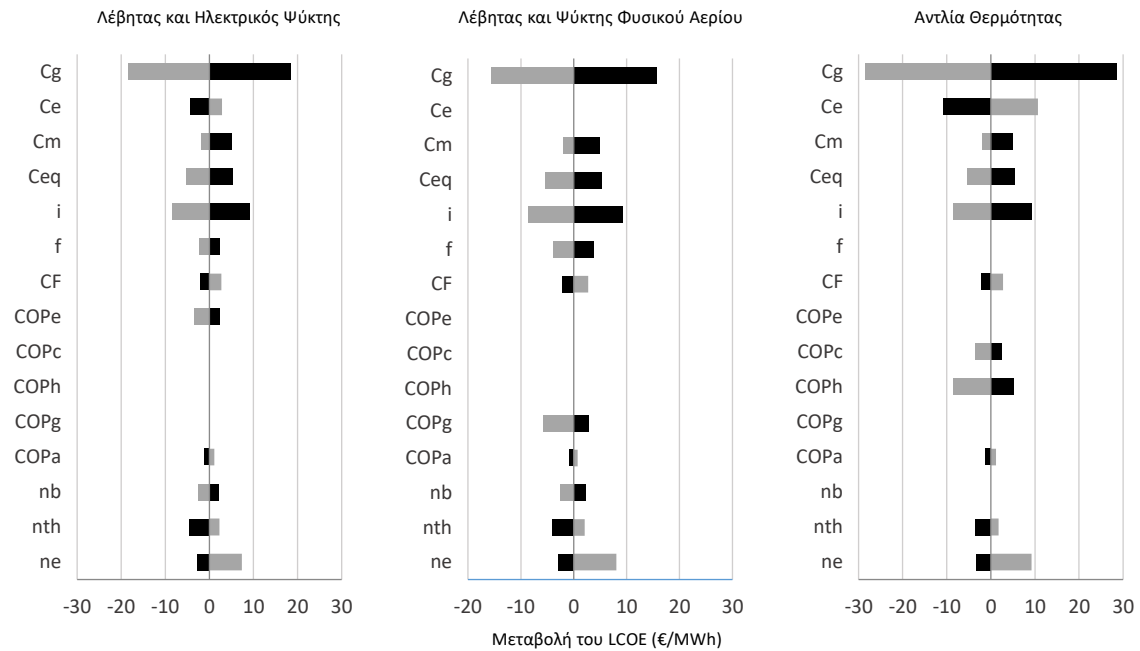
Η επίδραση των τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων στο $LCOE$ απεικονίζεται στο Σχήμα 5.3 και στο Σχήμα 5.4. Η μεταβολή της απόδοσης σε ηλεκτρισμό (η_e) και σε θερμότητα (η_{th}) της μονάδας συμπαραγωγής δείχνει να παίζει τον σημαντικότερο ρόλο σε όλους τους σχηματισμούς, με τον συντελεστή συμπεριφοράς σε θερμότητα της αντλίας θερμότητας (COP_h) και την απόδοση του λέβητα φυσικού αερίου (η_b) να ακολουθούν. Αντιθέτως, ο εξοπλισμός ψύξης (COP_a , COP_e , COP_c) φαίνεται να έχει μικρότερη επίδραση.

Από τις οικονομικές παραμέτρους όπως ήταν αναμενόμενο, τα αποτελέσματα έδειξαν ότι οι τιμές ενέργειας C_e και C_g έχουν τη μεγαλύτερη επίδραση στο $LCOE$. Η τιμή φυσικού αερίου C_g είχε τη υψηλότερη επιρροή σε όλους τους σχηματισμούς, ενώ η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου (C_e), είναι ιδιαίτερα σημαντική στον σχηματισμό με την αντλία θερμότητας. Ανάμεσα στις χρηματοοικονομικές παραμέτρους, το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (i) ήταν αυτό το οποίο επηρέασε αισθητά το αποτέλεσμα.

Από τα χαρακτηριστικά του φορτίου, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (CF) επηρεάζει στον ίδιο βαθμό το $LCOE$ σε όλους του εξεταζόμενους σχηματισμούς. Ο λόγος ψύξης (f) επηρεάζει στον μεγαλύτερο βαθμό το αποτέλεσμα στην περίπτωση που το σύστημα συμπαραγωγής λειτουργεί παράλληλα με λέβητα και ψύκτη φυσικού αερίου. Αντιθέτως, δεν έχει καμία απολύτως επιρροή στο σχηματισμό με την αντλία θερμότητας.



Σχήμα 5.3. Επίδραση των (α) τεχνικών, (β) οικονομικών χαρακτηριστικών, και (γ) χαρακτηριστικών του φορτίου στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



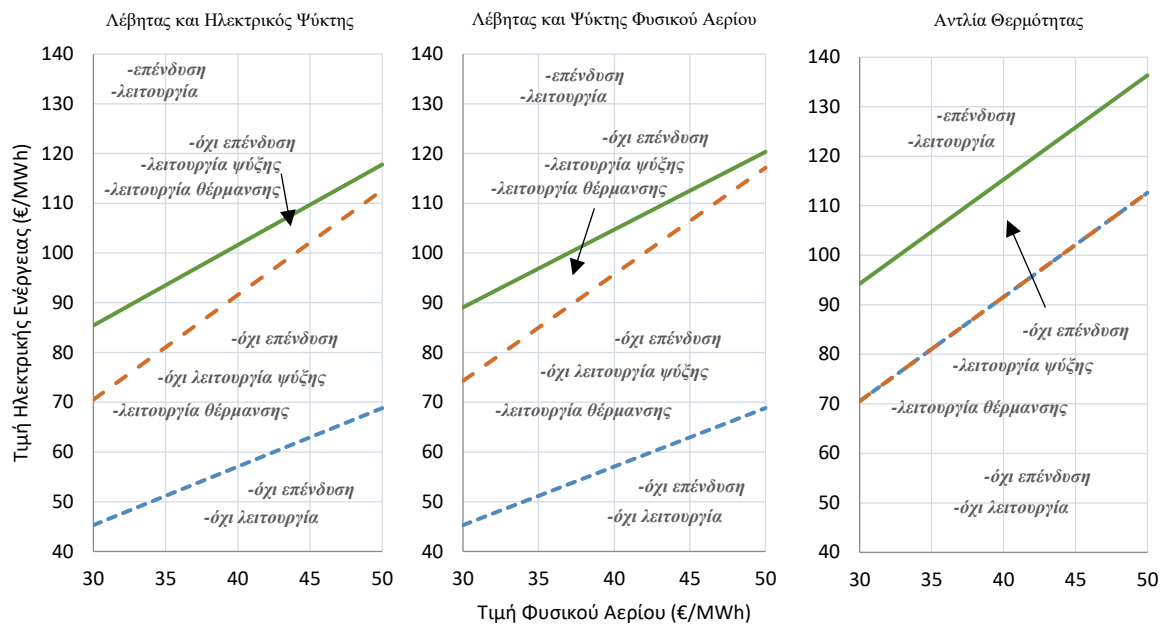
Σχήμα 5.4. Ανάλυση ευαισθησίας: Επίδραση των τεχνικών, οικονομικών χαρακτηριστικών, και χαρακτηριστικών του φορτίου στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. (μαύρες μπάρες: αύξηση παραμέτρων, γκρι μπάρες: μείωση παραμέτρων).

5.6.2 Χάρτες Βιωσιμότητας

Η γραμμική συσχέτιση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου σύμφωνα με τις εξισώσεις (5.23)-(5.31), οδήγησε στη δημιουργία χαρτών του Σχήματος 5.5, μέσω των οποίων απεικονίζονται οι περιοχές βιωσιμότητας των τριών Σχηματισμών, για διάφορες τιμές φυσικού αερίου, θεωρώντας τυπικές τιμές για όλες τις παραμέτρους (πιθανές τιμές του Πίνακα 5.2). Πιο συγκεκριμένα, στο Σχήμα 5.5, εικονογραφούνται τρεις γραμμές, με την κάθε μία να αντιπροσωπεύει τον οριακό συνδυασμό τιμών ενέργειας για (α) την επενδυτική βιωσιμότητα, (β) τη λειτουργική βιωσιμότητα για θέρμανση, και (γ) τη λειτουργική βιωσιμότητα για ψύξη.

Για κάθε συνδυασμό τιμών που βρίσκεται πάνω από αυτές τις γραμμές, το σύστημα συμπαραγωγής είναι βιώσιμο. Αντιθέτως, στις περιοχές κάτω από τις γραμμές, είναι μη-βιώσιμο. Ως εκ τούτου χρησιμοποιώντας το Σχήμα 5.5, καθίσταται δυνατή η λήψη αποφάσεων σχετικά με την επένδυση ή τη λειτουργία ενός συστήματος συμπαραγωγής, με βάση τις τιμές ενέργειας. Συγκεκριμένα, μπορεί να αποφασιστεί αν το σύστημα είναι: (α) βιώσιμο για επένδυση και λειτουργία, (β) μη βιώσιμο για επένδυση, αλλά βιώσιμο να λειτουργήσει σε περίπτωση που υπάρχει εγκατεστημένη μονάδα, (γ) μη βιώσιμο για επένδυση και λειτουργία για ψύξη, αλλά βιώσιμο να λειτουργήσει για θέρμανση σε

περίπτωση που υπάρχει εγκατεστημένη μονάδα, (δ) μη βιώσιμο για επένδυση και λειτουργία. Για παράδειγμα, θεωρώντας τιμή φυσικού αερίου στα 45 €/MWh για τον πρώτο σχηματισμό (λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη), η συμπαραγωγή είναι βιώσιμη σαν επένδυση για τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μεγαλύτερες από 110 €/MWh, ενώ η λειτουργική της βιωσιμότητα για θέρμανση και ψύξη επιτυγχάνεται για τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μεγαλύτερες από 63 €/MWh και 102 €/MWh, αντίστοιχα.



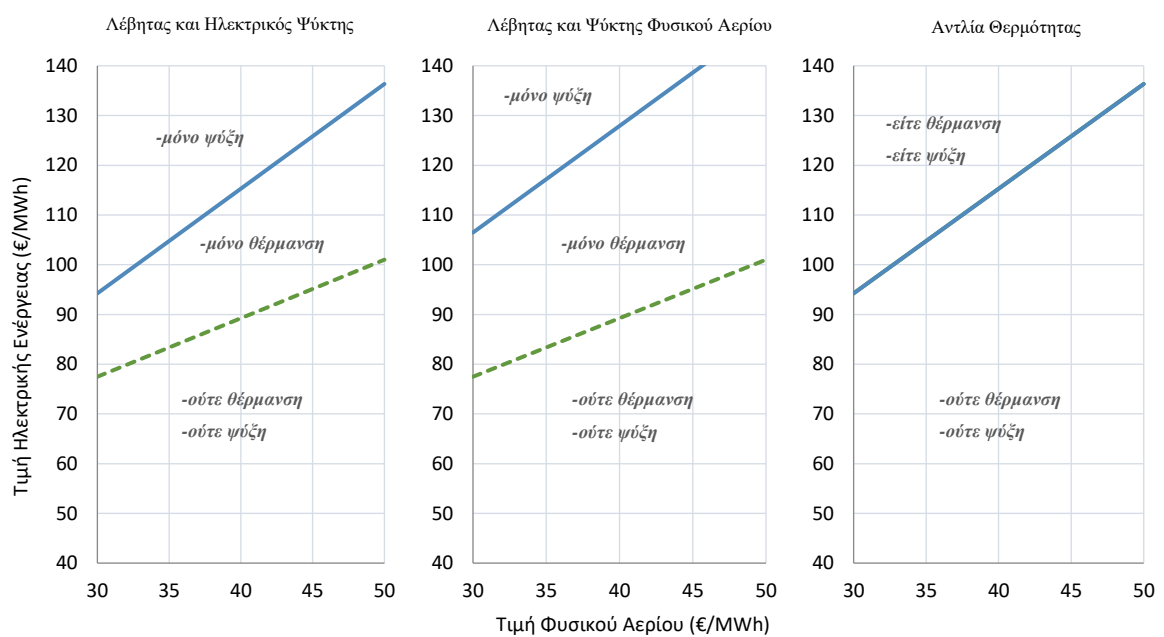
Σχήμα 5.5. Χάρτες βιωσιμότητας: Επίδραση των τιμών φυσικού αερίου στην ελάχιστη απαιτούμενη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για τη βιωσιμότητα της συμπαραγωγής.

5.6.3 Ειδικές Περιπτώσεις

Η παραπάνω ανάλυση πραγματοποιήθηκε για κτίρια με τυπικές διακυμάνσεις σε θερμικά και ψυκτικά φορτία κατά τη διάρκεια του χρόνου. Στην ενότητα αυτή, εξετάζεται η επενδυτική βιωσιμότητα συστημάτων συμπαραγωγής για ορισμένες ειδικές περιπτώσεις, στις οποίες παρουσιάζεται ανάγκη είτε μόνο για θέρμανση, και επομένως δεν προτίθεται να εγκατασταθεί ψύκτης απορρόφησης (μόνο λειτουργία θέρμανσης της συμπαραγωγής), ή αντίστροφα, για περιπτώσεις στις οποίες υπάρχει ανάγκη μόνο για ψύξη, όπως για παράδειγμα τα κέντρα δικτύου τα οποία περιέχουν υπολογιστικά συστήματα (μόνο λειτουργία ψύξης της συμπαραγωγής).

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.6. Όπως ήταν αναμενόμενο για τη λειτουργία θέρμανσης ($f = 0$), η επενδυτική βιωσιμότητα της συμπαραγωγής είναι ίδια στους σχηματισμούς που περιλαμβάνουν τον λέβητα φυσικού αερίου (Σχηματισμός 1 και 2), το οποίο είναι λογικό καθώς η τεχνολογία με την οποία γίνεται η σύγκριση είναι κοινή. Επιπλέον, η μονάδα συμπαραγωγής αποδεικνύεται συμφέρουσα επιλογή, καθώς οι απαιτούμενες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτουν αρκετά χαμηλές, ακόμα για υψηλές τιμές φυσικού αερίου, σε αντίθεση με τον σχηματισμό της αντλία θερμότητας.

Η επενδυτική βιωσιμότητα για λειτουργία ψύξης ($f = 1$), αποδεικνύεται ίδια όταν το εναλλακτικό σύστημα ψύξης είναι ο ηλεκτρικός ψύκτης και η αντλία θερμότητας, καθώς έχουν αντίστοιχες αποδόσεις. Επίσης, είναι εμφανές ότι στους σχηματισμούς με τον λέβητα φυσικού αερίου και τους δύο ψύκτες (ηλεκτρικό και φυσικού αερίου), η επιλογή της συμπαραγωγής παρουσιάζει μεγαλύτερο ρίσκο, συγκριτικά με την κάλυψη θερμικών φορτίων, ενώ στον σχηματισμό με την αντλία θερμότητας, το ρίσκο προκύπτει ακριβώς το ίδιο.



Σχήμα 5.6. Χάρτες επενδυτικής βιωσιμότητας σε ειδικές περιπτώσεις θέρμανσης ή ψύξης.

5.7 Συμπεράσματα

Από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε, προκύπτει ότι η βιωσιμότητα των συστημάτων συμπαραγωγής εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το εναλλακτικό σύστημα θέρμανσης/ψύξης.

Θεωρώντας λιανική τιμή φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας 40 €/MWh και 120 €/MWh αντίστοιχα, το χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (*LCOE*) υπολογίστηκε για τον Σχηματισμό 1 (λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη) στα 99 €/MWh, ενώ το μεγαλύτερο για τον Σχηματισμό 3 (αντλία θερμότητας), στα 114 €/MWh. Η ανάλυση ευαισθησίας του *LCOE* στις τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους, απέδειξε τη μεγάλη επίδραση των τιμών ενέργειας, και των τεχνικών αποδόσεων των συστημάτων. Από τα χαρακτηριστικά του φορτίου, μεγαλύτερο ρόλο στο αποτέλεσμα φάνηκε να έχει ο συντελεστής χρησιμοποίησης, ο οποίος εξαρτάται από την καμπύλη του θερμικού φορτίου της κάθε εφαρμογής.

Από τη σύγκριση του *LCOE* με την τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας C_e , προέκυψε μία γραμμική σχέση μεταξύ των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, που οδήγησε στη δημιουργία των χαρτών βιωσιμότητας, μέσω των οποίων καθορίστηκαν οι περιοχές επενδυτικής και λειτουργικής βιωσιμότητας της συμπαραγωγής. Αποδεικνύεται ότι η συμπαραγωγή είναι περισσότερο ελκυστική οικονομικά όταν υποκαθιστά λέβητα φυσικού αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη (Σχηματισμός 1), ενώ το ρίσκο αυξάνεται σημαντικά στην περίπτωση υποκατάστασης αντλίας θερμότητας για θέρμανση και ψύξη.

Τα κριτήρια αξιολόγησης βιωσιμότητας συμπαραγωγής που αναπτύχθηκαν για την περίπτωση της Ελλάδας και για κινητήρες MEK, μπορούν να εφαρμοστούν αποτελεσματικά και σε άλλες χώρες, χρησιμοποιώντας τις αντίστοιχες τιμές ενέργειας, και επιλέγοντας τα κατάλληλα τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά και χαρακτηριστικά φορτίου που καθορίζονται ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία (είδος κινητήρα, ψύκτη) και πεδίο εφαρμογής (θερμοκήπιο, βιομηχανία, τριτογενής τομέας, κ.ά), αντίστοιχα.

ΣΥΜΒΟΛΑ

C_e	Λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου (€/MWh)
C_{eq}	Κόστος εξοπλισμού (€/W)
CF	Συντελεστής χρησιμοποίησης (-)
C_g	Λιανική τιμή φυσικού αερίου (€/MWh)
C_m	Κόστος συντήρησης συμπαραγωγής (€/MWh)
COP_a	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης (-)
COP_c	Συντελεστής συμπεριφοράς αντλίας θερμότητας για ψύξη (-)
COP_e	Συντελεστής συμπεριφοράς ηλεκτρικού ψύκτη (-)
COP_g	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη αερίου (-)
COP_h	Συντελεστής συμπεριφοράς αντλίας θερμότητας για θέρμανση (-)
CRF	Συντελεστής επιστροφής κεφαλαίου (-)
E	Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από συμπαραγωγή (MWh)
E_{ae}	Αποφευγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ηλεκτρικό ψύκτη (MWh)
E_{ahpc}	Αποφευγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από αντλία θερμότητας για ψύξη (MWh)
E_{ahph}	Αποφευγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από αντλία θερμότητας για θέρμανση (MWh)
f	Ποσοστό ανακτώμενης θερμότητας από συμπαραγωγή για ψύξη (-)
G	Φυσικό αέριο που καταναλώνει η συμπαραγωγή (MWh)
G_{ab}	Αποφευγόμενο φυσικό αέριο από λέβητα (MWh)
G_{ac}	Αποφευγόμενο φυσικό αέριο από ψύκτη απορρόφησης αερίου (MWh)
i	Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (-)
$LCOE$	Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)
N	Διάρκεια ζωής έργου (y)
Q_c	Ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια από συμπαραγωγή (MWh)
Q_h	Ωφέλιμη θερμική ενέργεια από συμπαραγωγή (MWh)
t_y	Ετήσιος χρόνος λειτουργίας (h)
η_b	Απόδοση λέβητα φυσικού αερίου (-)
η_e	Ηλεκτρική απόδοση συμπαραγωγής (-)
η_{th}	Θερμική απόδοση συμπαραγωγής (-)

6.

Σχεδιασμός Συστημάτων Συμπαραγωγής σε Θερμοκήπια

6.1 Εισαγωγή

Στη διεθνή βιβλιογραφία οι περισσότερες μελέτες εστιάζουν στην εφαρμογή μονάδων συμπαραγωγής σε βιομηχανίες [83], [84], στον τριτογενή τομέα [85], [86], και σε μεγάλα κτιριακά συμπλέγματα [82], [87], [88]. Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης και η περίπτωση των θερμοκηπίων, τα οποία ωστόσο, ελάχιστα έχουν διερευνηθεί. Η καλλιέργεια θερμοκηπιακών προϊόντων από μονάδες σύγχρονες που στοχεύουν σε μεγάλες στρεμματικές αποδόσεις και λειτουργούν όλο το έτος, είναι υψηλής ενεργειακής έντασης. Η μεγάλη πρόκληση είναι ο περιορισμός του ενεργειακού κόστους, το οποίο αποτελεί σημαντικό ποσοστό του συνολικού κόστους παραγωγής, φτάνοντας μέχρι και το 40% [89]–[92]. Είναι προφανές λοιπόν, ότι η κερδοφορία μιας τέτοιας εγκατάστασης εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον τρόπο με τον οποίο καλύπτονται τα απαιτούμενα ενεργειακά φορτία, το είδος και το μέγεθος των οποίων καθορίζεται από δύο σημαντικούς παράγοντες: (α) τη γεωγραφική τοποθεσία, και (β) το είδος καλλιέργειας.

Από τις συμβατικές μεθόδους θέρμανσης, τα αερόθερμα (air unit heaters) που επιλέγονται συχνά λόγω του χαμηλού κόστους εγκατάστασης, έχουν το μειονέκτημα της ετερογενούς διασποράς θερμότητας [93]. Γι' αυτό το λόγο, σε μεγάλες μονάδες χρησιμοποιούνται συστήματα κεντρικής θέρμανσης, με λέβητες που καταναλώνουν φυσικό

αέριο ή βιομάζα [93]–[96]. Για τα ψυκτικές ανάγκες, οι μέθοδοι παθητικής ψύξης όπως ο φυσικός αερισμός, η σκίαση, και ενεργητικής ψύξης χαμηλής απόδοσης, όπως τα συστήματα δροσισμού υγρής παρειάς (fan-pad) και υδρονέφωσης (fog mist), είναι οι πιο δημοφιλείς. Το πρόβλημα όμως με αυτές τις μεθόδους, είναι ότι καλύπτουν πολύ μικρό ποσοστό των ψυκτικών αναγκών, χωρίς να επεκτείνουν επί της ουσίας το χρόνο λειτουργίας του θερμοκηπίου κατά τη θερινή περίοδο. Πιο αποδοτικές τεχνολογίες όπως οι αντλίες θερμότητας [92], [97]–[99], ή οι ψύκτες απορρόφησης [100], [101], είναι πιθανές λύσεις, οι οποίες ωστόσο δεν είναι ακόμα ιδιαίτερος διαδεδομένες στον κλάδο.

Η συμπαραγωγή επίσης, είναι από τεχνικής άποψης μία κατάλληλη επιλογή για την κάλυψη των συνεχών ενεργειακών φορτίων ενός θερμοκηπίου, καθώς μέσω του αποδοτικού τρόπου λειτουργίας της, και σε συνδυασμό με ψύκτη απορρόφησης θερμότητας, έχει τη δυνατότητα να καλύπτει τόσο τις θερμικές, όσο και τις ψυκτικές απαιτήσεις αυξάνοντας την περίοδο λειτουργίας, ενώ παράλληλα παράγει ηλεκτρική ενέργεια, η οποία αν πωληθεί στο δίκτυο, προσφέρει επιπλέον έσοδα στην εγκατάσταση. Ο λόγος για τον οποίο δεν είναι ακόμα διαδεδομένη στον κλάδο, είναι το υψηλό αρχικό κόστος, το οποίο λειτουργεί αποτρεπτικά και ωθεί τους παραγωγούς στην υιοθέτηση λιγότερο αποδοτικών μεν, αλλά πιο οικονομικών μεθόδων ελέγχου της καλλιέργειας, χωρίς ωστόσο να επιτυγχάνουν βέλτιστες στρεμματικές αποδόσεις.

Σε χώρες όπως η Ολλανδία, η συμπαραγωγή χρησιμοποιείται πλέον εκτεταμένα σε θερμοκηπιακές εγκαταστάσεις. Η διείσδυση αυξήθηκε σε μεγάλο βαθμό (από 1000 MW_e σε 3000 MW_e) μετά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όταν οι παραγωγοί επωφελήθηκαν από το χαμηλό επενδυτικό ρίσκο, αφού είχαν πλέον τη δυνατότητα να συμμετέχουν κι εκείνοι στην αγορά μέσω της ενέργειας που παρήγαγαν [102].

Αντίστοιχα στην Ελλάδα, η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας την τελευταία δεκαετία, σε συνδυασμό με την υιοθέτηση συγκεκριμένων κινήτρων για τους παραγωγούς ενέργειας από ΣΗΘ, ενθάρρυναν τις επενδύσεις της συμπαραγωγής. Τα κυριότερα κίνητρα που δίνονται είναι: (α) η έκπτωση στην τιμή αγοράς φυσικού αερίου, και (β) η εγγυημένη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (Feed-in-Tariff), η οποία όταν προέρχεται από αγροτικές χρήσεις, αυξάνεται κατά ένα ποσοστό της τάξης του 30%. Αποτέλεσμα αυτών των μηχανισμών είναι από το 2007, να έχουν πραγματοποιηθεί τρεις μεγάλες επενδύσεις συμπαραγωγής για θέρμανση, σε θερμοκήπια της Βόρειας Ελλάδας.

Στο πλαίσιο αυτό, σκοπός του Κεφαλαίου, αποτελεί η διερεύνηση της επίδρασης της συμπαραγωγής στην κερδοφορία ενός θερμοκηπίου στην Ελλάδα, για τρεις διαφορετικές γεωγραφικές τοποθεσίες και τρία προϊόντα καλλιέργειας. Συγκεκριμένα, συγκρίνεται το

κόστος της συμπαραγωγής, με το κόστος ενός συμβατικού συστήματος κάλυψης των θερμικών αναγκών, ενώ διερευνάται επίσης και η δυνατότητα ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης. Δύο είναι τα προβλήματα που εξετάζονται:

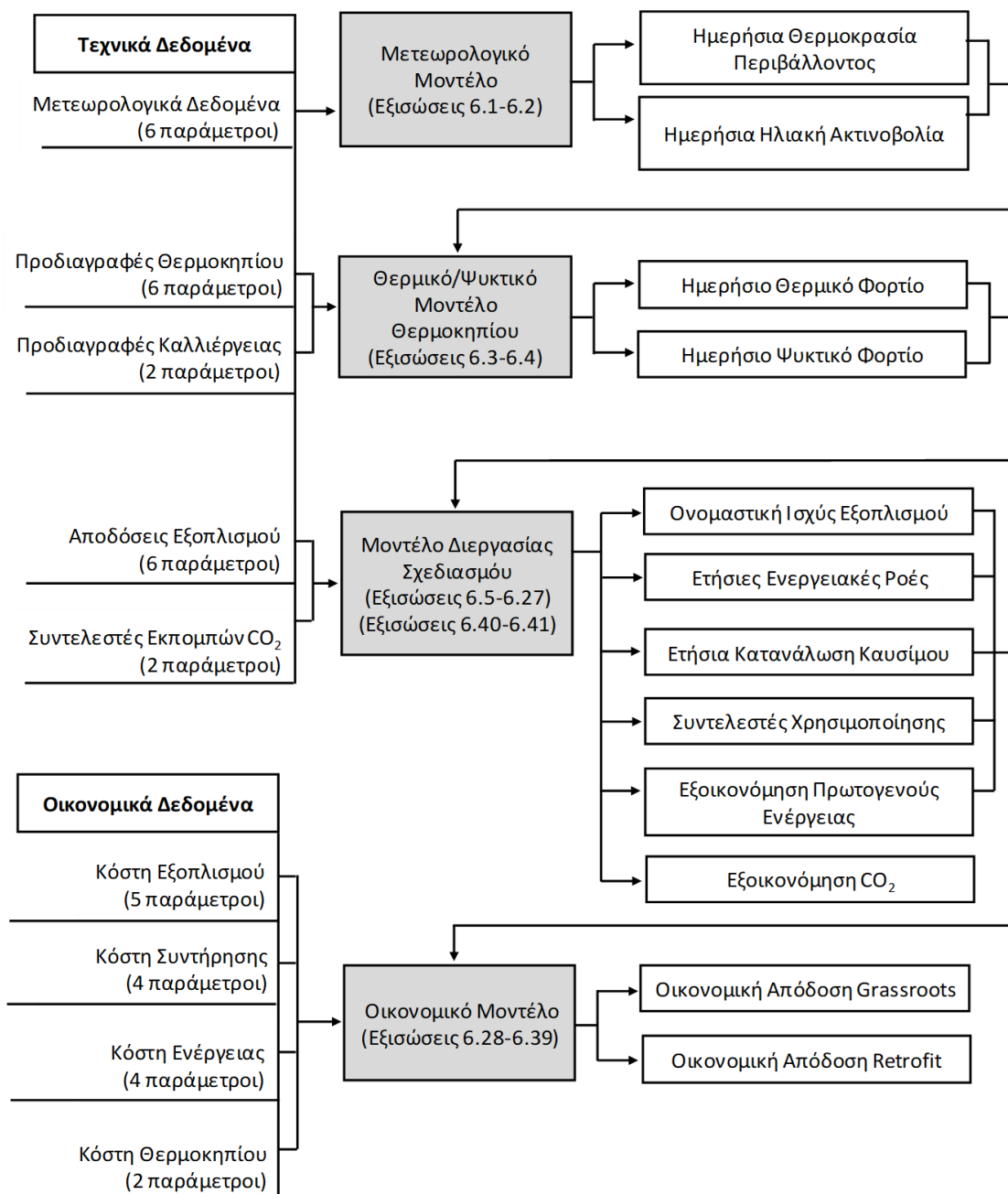
(α) Το πρόβλημα σχεδιασμού νέας εγκατάστασης (grassroots problem), που αφορά στον σχεδιασμό συστήματος ΣΗΘΨ, μαζί με τον σχεδιασμό του θερμοκηπίου,

(β) Το πρόβλημα σχεδιασμού τροποποίησης υφιστάμενης εγκατάστασης (retrofit problem), που αφορά στην προσθήκη συστήματος ΣΗΘΨ σε υφιστάμενο θερμοκήπιο.

Οι επιμέρους στόχοι διαμορφώνονται ως εξής: (α) ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου που προσομοιώνει τα θερμικά και ψυκτικά φορτία του θερμοκηπίου, (β) ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου που περιγράφει τη λειτουργία του συστήματος ΣΗΘΨ και του συμβατικού συστήματος, (γ) ανάπτυξη οικονομικού μοντέλου για τα δύο προβλήματα (νέου σχεδιασμού, και τροποποίησης υφιστάμενης εγκατάστασης), (δ) εφαρμογή των παραπάνω μοντέλων σε θερμοκήπιο της Ελλάδας, και (ε) διερεύνηση της επίδρασης των μετεωρολογικών συνθηκών, του προϊόντος καλλιέργειας, και των οικονομικών παραμέτρων στην κερδοφορία του θερμοκηπίου.

6.2 Μαθηματικό Μοντέλο Φορτίων Θερμοκηπίου

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο που προτείνεται για τον σχεδιασμό, και περιγράφει: (α) τις πιο κρίσιμες μετεωρολογικές παραμέτρους, (β) το απαιτούμενο θερμικό και ψυκτικό φορτίο του θερμοκηπίου, (γ) την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης για τα δύο προβλήματα που επιλύονται, (δ) την αξιολόγηση της ενεργειακής αποδοτικότητας της συμπαραγωγής, και (ε) την αξιολόγηση της περιβαλλοντικής συμπεριφοράς του συστήματος. Στο Σχήμα 6.1, δίνεται ένα διάγραμμα ροής πληροφοριών της διεργασίας.



Σχήμα 6.1. Διάγραμμα ροής πληροφοριών σχεδιασμού.

6.2.1 Μετεωρολογικό Μοντέλο

Η ανάλυση και ποσοτικοποίηση των ενεργειακών φορτίων ενός θερμοκηπίου, προϋποθέτει τον έλεγχο τριών βασικών παραμέτρων: (α) των κλιματολογικών συνθηκών που επικρατούν στην περιοχή, (β) των κατασκευαστικών χαρακτηριστικών του θερμοκηπίου, και (γ) του είδους καλλιέργειας, το οποίο καθορίζει την απαιτούμενη θερμοκρασία [94], [103]. Από τις τρεις αυτές παραμέτρους, οι κλιματικές συνθήκες και συγκεκριμένα, η θερμοκρασία

περιβάλλοντος T_{aj} , και η ηλιακή ακτινοβολία S_j , μπορούν να προσομοιωθούν με τη χρήση τριγωνομετρικών συναρτήσεων, εφόσον παρουσιάζουν εποχιακή διακύμανση. Οι συνημιτονοειδείς συναρτήσεις που προτείνονται για την περιγραφή τους, δίνονται στις εξισώσεις (6.1) και (6.2), αντίστοιχα.

$$T_{aj} = T_{am} - \Delta T_a \cos\left(\frac{2\pi(j - t_{ao})}{365}\right) \quad (6.1)$$

$$S_j = S_m - \Delta S \cos\left(\frac{2\pi(j - t_{so})}{365}\right) \quad (6.2)$$

όπου,

j	-	ο αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$
T_{aj}	°C	η μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος κατά την j^{th} ημέρα του έτους
T_{am}	°C	η μέση ετήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος
ΔT_a	°C	η ετήσια μεταβολή της θερμοκρασίας περιβάλλοντος
t_{ao}	-	ο αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη θερμοκρασία περιβάλλοντος
S_j	kWh/m ²	η μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο κατά την j^{th} ημέρα του έτους
S_m	kWh/m ²	η μέση ετήσια τιμή της ολικής ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο
ΔS	kWh/m ²	η ετήσια μεταβολή της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο
t_{so}	-	ο αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο

Σύμφωνα με τις παραπάνω εξισώσεις, οι παράμετροι που χαρακτηρίζουν τις μετεωρολογικές συνθήκες μιας συγκεκριμένης τοποθεσίας, είναι έξι: (α) η μέση ετήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος T_{am} , (β) η ετήσια μεταβολή της θερμοκρασίας περιβάλλοντος ΔT_a , (γ) ο αριθμός ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη θερμοκρασία περιβάλλοντος t_{ao} , (δ) η μέση ετήσια τιμή της ολικής ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας S_m , (ε) η ετήσια μεταβολή της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας ΔS , και (στ) ο αριθμός ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη ηλιακή ακτινοβολία t_{so} .

6.2.2 Μοντέλο Θερμικών και Ψυκτικών Φορτίων

Για την περιγραφή των ενεργειακών φορτίων του θερμοκηπίου, έχουν κατά καιρούς αναπτυχθεί διάφορα μοντέλα στη βιβλιογραφία [94], [95], [103]–[107]. Στο κεφάλαιο αυτό, προτείνεται ένα απλό μοντέλο σταθερών συνθηκών (steady-state), το οποίο βασίζεται στα

τυπικά μετεωρολογικά χαρακτηριστικά, και στις θερμοκρασιακές απαιτήσεις της καλλιέργειας. Συγκεκριμένα, η διαφορά θερμοκρασίας ανάμεσα στο εσωτερικό του θερμοκηπίου και το περιβάλλον, θεωρείται ως η κυρίαρχη ωθούσα δύναμη. Ως εκ τούτου, το απαιτούμενο ημερήσιο θερμικό $Q_{h,j}$ και ψυκτικό φορτίο $Q_{c,j}$ του θερμοκηπίου, περιγράφεται από τις εξισώσεις (6.3) και (6.4), αντίστοιχα.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι οι απώλειες προκύπτουν λόγω: (α) συναγωγής μέσω των καλυμμάτων, (β) μεταφοράς αέρα εξ' αιτίας διαρροών σε πόρτες, παράθυρα και καλύμματα, και (γ) ακτινοβολίας [95], [103], θεωρείται ότι όλοι αυτοί οι μηχανισμοί μεταφοράς θερμότητας, ενσωματώνονται στον συνολικό συντελεστή μεταφοράς θερμότητας U_L . Το βήμα ολοκλήρωσης του μοντέλου, μπορεί να είναι: (α) ένας μήνας, (β) μία ημέρα, (γ) μία ώρα. Στην παρούσα διατριβή επιλέχθηκε η δεύτερη περίπτωση.

$$Q_{h,j} = \max[AU_L(T_{sp,min} - T_{a,j}) - \tau_1 \alpha S_j, 0] \quad (6.3)$$

$$Q_{c,j} = \max[AU_L(T_{a,j} - T_{sp,max}) + \tau_2 \tau_1 \alpha S_j, 0] \quad (6.4)$$

όπου,

j	-	ο αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$
$Q_{h,j}$	kW	το απαιτούμενο φορτίο για θέρμανση
$Q_{c,j}$	kW	το απαιτούμενο φορτίο για ψύξη
A	m ²	η επιφάνεια του θερμοκηπίου
U_L	kW/m ² K	ο συνολικός συντελεστής μεταφοράς θερμότητας του θερμοκηπίου
$T_{sp,min}$	°C	η ελάχιστη ρυθμιζόμενη θερμοκρασία θερμοκηπίου (η ελάχιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας)
$T_{sp,max}$	°C	η μέγιστη ρυθμιζόμενη θερμοκρασία θερμοκηπίου (η μέγιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας)
$T_{a,j}$	°C	η μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος
S_j	kWh/m ²	η μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο
τ_1	-	η διαπερατότητα του καλύμματος του θερμοκηπίου
τ_2	-	η διαπερατότητα του επιπλέον καλύμματος του θερμοκηπίου τις θερμές ημέρες
α	-	η απορροφητικότητα του θερμοκηπίου

Ο συνολικός συντελεστής μεταφοράς θερμότητας U_L , όπως αναφέρθηκε, περιγράφει τις συνολικές απώλειες θερμότητας μεταξύ εσωτερικού και εξωτερικού περιβάλλοντος του θερμοκηπίου. Η τιμή του εξαρτάται από το είδος κατασκευής και την κατάσταση στην οποία βρίσκεται το θερμοκήπιο. Μπορεί να υπολογιστεί αναλυτικά, με βάση τα γεωμετρικά και θερμομονωτικά χαρακτηριστικά της κατασκευής. Μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού

Τροφίμων και Γεωργίας (FAO), συνοψίζει αντιπροσωπευτικές τιμές για τον συντελεστή U_L , για διάφορες περιπτώσεις καλυμμάτων [93], [95]. Ωστόσο, η προσαρμογή του μοντέλου σε πραγματικά δεδομένα, μπορεί να οδηγήσει σε πιο ασφαλείς τιμές.

Οι φαινόμενοι συντελεστές διαπερατότητας-απορροφητικότητας $\tau_1\alpha$ και $\tau_2\tau_1\alpha$, αντιπροσωπεύουν το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που συνεισφέρει σε λανθάνουσα θερμότητα τις ψυχρές και θερμές μέρες, αντίστοιχα (φαινόμενο θερμοκηπίου). Σημειώνεται ότι ο επιπλέον όρος “ τ_2 ” στην εξίσωση (6.4), προστίθεται για τις θερμές μέρες, για να εκφράσει την περαιτέρω κάλυψη λόγω σκιάστρων που χρησιμοποιούνται στα θερμοκήπια τα καλοκαίρια, προκειμένου να προστατέψουν την καλλιέργεια από την έντονη ηλιακή ακτινοβολία. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου, ουσιαστικά μειώνει τα θερμικά φορτία ($-\tau_1\alpha AS_j$) και αυξάνει τα ψυκτικά ($+\tau_1\tau_2\alpha AS_j$).

Με βάση λοιπόν το παραπάνω μοντέλο, οι θερμικές απαιτήσεις του θερμοκηπίου υπολογίζονται για εσωτερική επιθυμητή ελάχιστη θερμοκρασία $T_{sp,min}$, ενώ οι ψυκτικές απαιτήσεις για εσωτερική μέγιστη θερμοκρασία $T_{sp,max}$. Έτσι, όταν η θερμοκρασία περιβάλλοντος κυμαίνεται ανάμεσα στις $T_{sp,min}$ και $T_{sp,max}$, δεν υπάρχει ανάγκη ούτε για θέρμανση, ούτε για ψύξη. Φυσικά, οι τιμές των θερμοκρασιών $T_{sp,min}$ και $T_{sp,max}$, καθορίζονται ανάλογα με το είδος της καλλιέργειας.

Συμπερασματικά, από την ανάλυση προκύπτει ότι τα ενεργειακά φορτία του θερμοκηπίου, περιγράφονται από τις εξής ιδιότητες: (α) τον συνολικό συντελεστή μεταφοράς θερμότητας του θερμοκηπίου U_L , (β) τον συντελεστή απορρόφησης ηλιακής ακτινοβολίας α , (γ) τη διαπερατότητα ηλιακής ακτινοβολίας των καλυμμάτων τ_1 και τ_2 , και (δ) τις απαιτούμενες ελάχιστες και μέγιστες θερμοκρασίες καλλιέργειας $T_{sp,min}$ και $T_{sp,max}$.

6.3 Σχεδιασμός

6.3.1 Σχεδιασμός Αυτόνομου Συμβατικού Συστήματος Θέρμανσης και Ψύξης (ΣΣΘΨ)

Το συμβατικό σύστημα που επιλέγεται σαν σύστημα αναφοράς και εξετάζεται για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων ενός θερμοκηπίου, αποτελείται από λέβητα φυσικού αερίου για θέρμανση, και ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου για ψύξη. Ο σχεδιασμός του συμβατικού συστήματος βασίζεται στη μέρα με την υψηλότερη θερμική και ψυκτική ζήτηση. Ο ενεργειακός εξοπλισμός (λέβητας και ψύκτης), διαστασιολογείται με σκοπό να καλύψει πλήρως τις ημερήσιες απαιτήσεις. Κατά την ανάλυση, θεωρείται ότι ο λέβητας και

ο ψύκτης αερίου, λειτουργούν με σταθερές αποδόσεις. Η ονομαστική τους ισχύς $P_{b,auto}$ και $P_{gc,auto}$ (MW_{th}), υπολογίζεται επομένως, σύμφωνα με τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$P_{b,auto} = \max_j(Q_{h,j}) \quad (6.5)$$

$$P_{gc,auto} = \max_j(Q_{c,j}) \quad (6.6)$$

όπου,

j - ο αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$

$P_{b,auto}$ MW_{th} η θερμική ισχύς του αυτόνομου λέβητα φυσικού αερίου

$P_{gc,auto}$ MW_{th} η θερμική ισχύς του αυτόνομου ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου

6.3.2 Σχεδιασμός Αυτόνομου Συστήματος Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού, Θερμότητας και Ψύξης (ΣΗΘΨ)

Το αυτόνομο σύστημα συμπαγωγής που εξετάζεται, αποτελείται από μία μονάδα συμπαγωγής (ΜΕΚ), που ανακτά την απορριπτόμενη θερμότητα από την καύση του καυσίμου (φυσικό αέριο) και τη μετατρέπει σε ωφέλιμη για τις θερμικές ανάγκες του θερμοκηπίου και έναν ψύκτη απορρόφησης, ο οποίος λαμβάνει την ωφέλιμη θερμότητα από το σύστημα συμπαγωγής και τη μετατρέπει σε ωφέλιμη ψύξη, όταν αυτή απαιτείται.

Αντίστοιχα, ο σχεδιασμός του αυτόνομου συστήματος ΣΗΘΨ, βασίζεται στην ημέρα με τις υψηλότερες θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις, και θεωρείται ότι λειτουργεί με σταθερές αποδόσεις. Η ονομαστική ηλεκτρική ισχύς P_{auto} του αυτόνομου συστήματος ΣΗΘΨ (MW_e), το οποίο καλύπτει το σύνολο των ημερήσιων ενεργειακών αναγκών του θερμοκηπίου, δίνεται από την εξίσωση (6.7):

$$P_{auto} = \frac{\eta_e}{\eta_{th}} \max \left(P_{b,auto}, \frac{P_{gc,auto}}{COP_{ac}} \right) \quad (6.7)$$

όπου,

j - ο αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$

P_{auto} MW_e η ηλεκτρική ισχύς του αυτόνομου συστήματος συμπαγωγής

η_e - η ηλεκτρική απόδοση του συστήματος συμπαγωγής

η_{th} - η θερμική απόδοση του συστήματος συμπαγωγής

COP_{ac} - ο συντελεστής συμπεριφοράς του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας

Ο προσδιορισμός του μεγέθους του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας, μπορεί να γίνει με δύο διαφορετικούς τρόπους: (α) η θερμική ισχύς του ψύκτη να υπολογιστεί έτσι ώστε να

χρησιμοποιεί όλη την ωφέλιμη θερμότητα από τη μονάδα συμπαραγωγής (εξίσωση (6.8)), ή (β) η θερμική ισχύς του ψύκτη να καθοριστεί σύμφωνα με την ημέρα με το μεγαλύτερο ψυκτικό φορτίο του θερμοκηπίου (εξίσωση (6.9)).

$$P_{ac,auto} = \frac{\eta_{th}}{\eta_e} COP_{ac} P_{auto} \quad (6.8)$$

$$P_{ac,auto} = P_{gc,auto} \quad (6.9)$$

όπου,

$P_{ac,auto}$ MW_{th} η θερμική ισχύς του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας

Θεωρώντας ότι η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση της θερμότητας από τη μονάδα συμπαραγωγής είναι ιδιαίτερα σημαντική, για τη διαστασιολόγηση του ψύκτη $P_{ac,auto}$, επιλέγεται η εξίσωση (6.8).

6.3.3 Σχεδιασμός Συστήματος ΣΗΘΨ σε Συνδυασμό με Βοηθητικό (back-up) ΣΣΘΨ

Η περίπτωση της συνδυαστικής λειτουργίας των δύο συστημάτων, παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.2. Ο ενεργειακός εξοπλισμός του θερμοκηπίου, αποτελείται από:

- (1) Λέβητα φυσικού αερίου, θερμικής ισχύος P_b (MW_{th}), και απόδοσης η_b (-).
- (2) Ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου, θερμικής ισχύος P_{gc} (MW_{th}), και συντελεστή συμπεριφοράς COP_{gc} (-).
- (3) Μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρικής ισχύος P (MW_e), με ηλεκτρική απόδοση η_e (-) και θερμική απόδοση η_{th} (-).
- (4) Ψύκτη απορρόφησης θερμότητας, θερμικής ισχύος P_{gc} (MW_{th}), και συντελεστή συμπεριφοράς COP_{ac} (-).



Σχήμα 6.2. Συνδυαστική λειτουργία συστήματος ΣΗΘΨ και ΣΣΘΨ.

Ο σχεδιασμός σε αυτήν την περίπτωση, μπορεί να υποδείξει ότι κάποια από τις παραπάνω τεχνολογίες θα αποκλειστεί από τη βέλτιστη δομή του συστήματος. Ως μεταβλητή σχεδιασμού, ορίζεται η ηλεκτρική ισχύς της μονάδας συμπαραγωγής P (MW_e). Σύμφωνα με αυτή, θα καθοριστεί στη συνέχεια η κατανομή των φορτίων στα υπόλοιπα συστήματα.

Το βέλτιστο μέγεθος της μονάδας συμπαραγωγής, εξαρτάται από οικονομικά κριτήρια, και κυμαίνεται από την τιμή 0 (χωρίς συμπαραγωγή), μέχρι το μέγεθος του αυτόνομου συστήματος συμπαραγωγής, που καλύπτει πλήρως τα ενεργειακά φορτία:

$$0 \leq P \leq P_{auto} \quad (6.10)$$

Επομένως, θεωρώντας ένα σύστημα ΣΗΘΨ ηλεκτρικής ισχύος P (MW), τα θερμικά φορτία κάθε ημέρας, καλύπτονται από τον υπόλοιπο ενεργειακό εξοπλισμό σύμφωνα με τις εξισώσεις (6.11)-(6.14). Εφόσον το συμβατικό σύστημα ΣΣΗΘ, λειτουργεί επικουρικά, πρώτα χρησιμοποιείται η μονάδα συμπαραγωγής και ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας (εξίσωση (6.11) και (6.12)), και η κάλυψη του υπολειπόμενου θερμικού και ψυκτικού φορτίου, επιτυγχάνεται από τον λέβητα (εξίσωση (6.13)), και τον ψύκτη φυσικού αερίου (εξίσωση (6.14)), αντίστοιχα.

$$Q_{h,chp,j} = \min_j \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e} P, Q_{h,j} \right) \quad (6.11)$$

$$Q_{c,ac,j} = \min_j \left(\frac{\eta_{th}}{\eta_e} COP_{ac} P, Q_{c,j} \right) \quad (6.12)$$

$$Q_{h,b,j} = Q_{h,j} - Q_{h,chp,j} \quad (6.13)$$

$$Q_{c,gc,j} = Q_{c,j} - Q_{c,ac,j} \quad (6.14)$$

όπου,

j	-	ο αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$
$Q_{h,chp,j}$	kW	το θερμικό φορτίο που καλύπτει η συμπαραγωγή
$Q_{c,ac,j}$	kW	το ψυκτικό φορτίο που καλύπτει ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας
$Q_{h,b,j}$	kW	το θερμικό φορτίο που καλύπτει ο λέβητας φυσικού αερίου
$Q_{c,gc,j}$	kW	το ψυκτικό φορτίο που καλύπτει ο ψύκτης απορρόφησης φυσικού αερίου

Τα αντίστοιχα μεγέθη δίνονται από τις εξισώσεις (6.15)-(6.17):

$$P_{ac} = \frac{\eta_{th}}{\eta_e} COP_{ac} P \quad (6.15)$$

$$P_b = P_{b,auto} - \frac{\eta_{th}}{\eta_e} P \quad (6.16)$$

$$P_{gc} = P_{gc,auto} - P_{ac} \quad (6.17)$$

Με βάση τα παραπάνω, οι ετήσιες ενεργειακές ροές είναι:

$$E = \frac{\eta_e}{\eta_{th}} \sum_j \left(Q_{h,j} + \frac{Q_{c,j}}{COP_{ac}} \right) \quad (6.18)$$

$$Q_{h,chp} = \sum_j Q_{h,chp,j} \quad (6.19)$$

$$Q_{c,ac} = \sum_j Q_{c,ac,j} \quad (6.20)$$

$$Q_{h,b} = \sum_j Q_{h,b,j} \quad (6.21)$$

$$Q_{c,gc} = \sum_j Q_{h,gc,j} \quad (6.22)$$

όπου,

E MWh Η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τριπαραγωγή (ΣΗΘΨ)

Οι απαιτήσεις σε καύσιμο (φυσικό αέριο), υπολογίζονται σύμφωνα με τις εξισώσεις (6.23)-(6.25):

$$G = \frac{E}{\eta_e} \quad (6.23)$$

$$G_b = \frac{Q_{h,b}}{\eta_b} \quad (6.24)$$

$$G_{gc} = \frac{Q_{c,gc}}{COP_{gc}} \quad (6.25)$$

όπου,

G MWh το ποσό της απαιτούμενης ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από τριπαραγωγή (ΣΗΘΨ)

G_b MWh το ποσό της απαιτούμενης ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από τον λέβητα

G_{gc} MWh το ποσό της απαιτούμενης ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από τον ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου

Η κερδοφορία του θερμοκηπίου και του συστήματος συμπαραγωγής, εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον βαθμό χρησιμοποίησής τους, κάτι το οποίο εκφράζεται συνήθως με τον συντελεστή χρησιμοποίησης CF (capacity factor). Ο ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου CF_{gh} , υποδηλώνει το ποσοστό του ετήσιου χρόνου λειτουργίας του

θερμοκηπίου, και υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση (6.26), διαιρώντας τον αριθμό των ημερών που λειτουργεί το θερμοκήπιο N_d , με τις 365 ημέρες του έτους. Στο σημείο αυτό, να τονιστεί ότι ο αριθμός ημερών λειτουργίας του θερμοκηπίου N_d , είναι αποτέλεσμα που προκύπτει από το άθροισμα των ημερών στις οποίες η θερμοκρασία του θερμοκηπίου, βρίσκεται εντός των προδιαγραφών καλλιέργειας. Σε ό,τι αφορά τον ετήσιο συντελεστή χρησιμοποίησης της συμπαραγωγής, αυτός εκφράζει το ποσοστό της πραγματικής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει η μονάδα, προς τη μέγιστη δυνατή ηλεκτρική ισχύ που μπορεί να παράγει κατά τη διάρκεια ενός έτους (8760h), και δίνεται από την εξίσωση (6.27).

$$CF_{gh} = \frac{N_d}{365} \quad (6.26)$$

όπου,

N_d - ο αριθμός των ημερών λειτουργίας του θερμοκηπίου

$$CF_{chp} = \frac{E}{8760P} \quad (6.27)$$

6.4 Οικονομικό Μοντέλο

Η αντικειμενική συνάρτηση αριστοποίησης στο σχεδιασμό μιας διεργασίας, είναι συνήθως ένα οικονομικό κριτήριο. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 5, για τον έλεγχο της οικονομικής βιωσιμότητας ενός συστήματος συμπαραγωγής, χρησιμοποιούνται οικονομικοί δείκτες, όπως ο απλός χρόνος αποπληρωμής (*SPB*), η καθαρή παρούσα αξία (*NPV*), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (*IRR*), η επιστροφή της επένδυσης (*ROI*), και το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (*LCOE*).

Σε κάθε περίπτωση, τα κριτήρια σχεδιασμού είναι αυτά που καθορίζουν και το οικονομικό πρότυπο που θα αναπτυχθεί. Στο κεφάλαιο αυτό, εξετάζονται δύο διαφορετικά προβλήματα σχεδιασμού συστήματος συμπαραγωγής σε θερμοκήπιο. Στο πρώτο πρόβλημα, μελετάται ο σχεδιασμός ενός συστήματος συμπαραγωγής μαζί με ένα νέο θερμοκήπιο (*grassroots design*), ενώ στο δεύτερο πρόβλημα, εξετάζεται η προσθήκη ενός συστήματος συμπαραγωγής, σε ένα υφιστάμενο και λειτουργούν θερμοκήπιο (*retrofit problem*).

Ο οικονομικός δείκτης που επιλέγεται, είναι η επιστροφή της επένδυσης (*ROI*). Η τελική μορφή του οικονομικού δείκτη είναι διαφορετική στα δύο προβλήματα, καθώς στην περίπτωση του σχεδιασμού *grassroots*, το *ROI* αναφέρεται σε ολόκληρη την επένδυση που

περιλαμβάνει την εγκατάσταση του θερμοκηπίου και της συμπαραγωγής (ROI_{gh}), ενώ στο πρόβλημα retrofit, το ROI αφορά μόνο στην επιπρόσθετη επένδυση ενός συστήματος συμπαραγωγής, σε υπάρχον θερμοκήπιο (ROI_{chp}).

6.4.1 Πρόβλημα Σχεδιασμού Νέας Εγκατάστασης (Grassroots Design)

Το οικονομικό πρότυπο περιλαμβάνει δύο ειδών κόστη: (α) το λειτουργικό κόστος και (β) το κόστος κεφαλαίου. Σε ό,τι αφορά τον ενεργειακό εξοπλισμό, τα κόστη αυτά δίνονται από τις εξισώσεις (6.28)-(6.29), αντίστοιχα:

$$C_{op} = (C_g - \Delta C_g)G - (C_e + \Delta C_e)E + C_g G_b + (C_g - \Delta C_g)G_{gc} + C_{m,chp} E + C_{m,ac} Q_{c,ac} + C_{m,b} Q_{h,b} + C_{m,gc} Q_{c,gc} \quad (6.28)$$

$$C_{eq} = C_{eq,chp}P + C_{eq,ac}P_{ac} + C_{eq,b}P_b + C_{eq,gc}P_{gc} \quad (6.29)$$

όπου,

C_g	€/MWh	η λιανική τιμή φυσικού αερίου
ΔC_g	€/MWh	η έκπτωση στην τιμή φυσικού αερίου για χρήση συμπαραγωγής
C_e	€/MWh	η λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας
ΔC_e	€/MWh	η προσαύξηση στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για αγροτική
$C_{m,chp}$	€/MWh	το μοναδιαίο κόστος συντήρησης συμπαραγωγής
$C_{m,ac}$	€/MWh	το μοναδιαίο κόστος συντήρησης του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας
$C_{m,b}$	€/MWh	το μοναδιαίο κόστος συντήρησης του λέβητα φυσικού αερίου
$C_{m,gc}$	€/MWh	το μοναδιαίο κόστος συντήρησης του ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου
$C_{eq,chp}$	Μ€/MW _e	το μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού συμπαραγωγής
$C_{eq,ac}$	Μ€/MW _{th}	το μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας
$C_{eq,b}$	Μ€/MW _{th}	το μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού του λέβητα φυσικού αερίου
$C_{eq,gc}$	Μ€/MW _{th}	το μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού του ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου

Το κόστος ενέργειας (C_{op}), αποτελείται από το κόστος καυσίμου, και το κόστος συντήρησης πλην των εσόδων που προέρχονται από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από τη συμπαραγωγή. Υπενθυμίζεται, ότι δύο από τα κίνητρα προώθησης της τεχνολογίας είναι η επιδότηση στην τιμή φυσικού αερίου ($C_g - \Delta C_g$), και η δυνατότητα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο σε μία σταθερή τιμή (FiT). Μάλιστα, όταν η χρήση συμπαραγωγής αφορά αγροτικές εφαρμογές (θερμοκήπια), η τιμή αυτή επιδοτείται επιπλέον, προσφέροντας επιπρόσθετο κέρδος στην επιχείρηση ($C_e + \Delta C_e$).

Ως εκ τούτου, το ενεργειακό λειτουργικό κόστος, ανά μονάδα προϊόντος, υπολογίζεται ως εξής:

$$C_{uti} = \frac{C_{op}}{Prod} \quad (6.30)$$

όπου,

$Prod$ ton/y η ετήσια παραγωγικότητα του θερμοκηπίου, σύμφωνα με την εξίσωση (6.31)

$$Prod = M A C F_{gh} \quad (6.31)$$

όπου,

M	ton/y/ha	η μέση ετήσια παραγωγικότητα του θερμοκηπίου ανά μονάδα επιφάνειας
A	m ²	η επιφάνεια του θερμοκηπίου
$C F_{gh}$	-	ο συντελεστής χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου

Με βάση τις εξισώσεις (6.30) και (6.31), το ετήσιο λειτουργικό κόστος υπολογίζεται από την εξίσωση (6.32):

$$OpEx = Prod (C_{gh} + C_{uti}) \quad (6.32)$$

όπου,

$OpEx$	€	το ετήσιο λειτουργικό κόστος του θερμοκηπίου και του ενεργειακού εξοπλισμού
C_{gh}	€/kg	το λειτουργικό κόστος του θερμοκηπίου ανά μονάδα προϊόντος

Επιπλέον, οι ετήσιες πωλήσεις του θερμοκηπίου, δίνονται από την εξίσωση (6.33):

$$Sales = Prod C_{pr} \quad (6.33)$$

όπου,

C_{pr}	€/kg	η χονδρεμπορική τιμή πώλησης του προϊόντος
----------	------	--

Τα κέρδη υπολογίζονται ως εξής:

$$EBITD = (Sales - OpEx) \quad (6.34)$$

όπου,

$EBITD$ € τα κέρδη προ τόκων, φόρων και αποσβέσεων

Τέλος, το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης δίνεται παρακάτω:

$$CapEx = C_{eq,gh}A + C_{eq} \quad (6.35)$$

όπου,

$C_{eq,gh}$ Μ€/ha το κόστος εξοπλισμού του θερμοκηπίου

Επομένως, σύμφωνα με τις εξισώσεις (6.32)-(6.35), για τον σχεδιασμό grassroots, η επιστροφή της επένδυσης του θερμοκηπίου ROI_{gh} ορίζεται:

$$ROI_{gh} = \frac{Sales - OpEx}{CapEx} \quad (6.36)$$

6.4.2 Πρόβλημα Τροποποίησης Υφιστάμενης Εγκατάστασης (Retrofit Design)

Η τροποποίηση μιας υφιστάμενης εγκατάστασης, γνωστή και ως “Retrofit Design”, είναι μια συνήθης πρακτική που εφαρμόζεται στους περισσότερους τομείς οικονομικών δραστηριοτήτων (βιομηχανικό, αγροτικό, τριτογενή). Η απόφαση για επανασχεδιασμό της διεργασίας σε μια εγκατάσταση προκύπτει συνήθως από την ανάγκη για βελτίωση των οικονομικών της επιχείρησης μέσω του περιορισμού του λειτουργικού κόστους ανά μονάδα παραγωγής, την επιθυμία βελτίωσης της ποιότητας του τελικού προϊόντος, την αύξηση της παραγωγικότητας, τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος, κ.ά. Οι τροποποιήσεις που εφαρμόζονται είναι είτε επέκταση εξοπλισμού, είτε αλλαγή των συνθηκών λειτουργίας ή/και συνδεσμολογίας [108].

Στην ενότητα αυτή, εξετάζεται η περίπτωση της επέκτασης ενεργειακού εξοπλισμού, σε υφιστάμενη θερμοκηπιακή μονάδα, που χρησιμοποιεί λέβητα φυσικού αερίου για θέρμανση. Δύο είναι τα σενάρια που μελετώνται: (α) η προσθήκη μονάδας συμπαραγωγής

για θέρμανση, και (β) η προσθήκη μονάδας συμπαραγωγής για θέρμανση και ψύκτη απορρόφησης θερμότητας για ψύξη.

Με τη συνδυαστική λειτουργία των παραπάνω συστημάτων, το θερμοκήπιο έχει επιπρόσθετο κέρδος, λόγω: (α) πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας από τη συμπαραγωγή, (β) εξοικονόμησης από το αποφευγόμενο κόστος φυσικού αερίου που θα κατανάλωνε ο λέβητας, προκειμένου να παράγει την ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας (heat credit), και (γ) επιπλέον πωλήσεων αγροτικών προϊόντων, καθώς με την εγκατάσταση του ψύκτη απορρόφησης επεκτείνεται ο χρόνος λειτουργίας του θερμοκηπίου. Αν ληφθούν υπόψη και τα έξοδα που αφορούν στο κόστος καυσίμου και συντήρησης του επιπρόσθετου εξοπλισμού, η ετήσια εξοικονόμηση της εγκατάστασης (S), υπολογίζεται από την εξίσωση (6.37), ενώ η επιστροφή κεφαλαίου της επένδυσης (ROI_{chp}) δίνεται από την εξίσωση (6.39).

$$S = (C_e + \Delta C_e)E - (C_g - \Delta C_g)G + C_g G_{a,h} - C_{m,chp}E - C_{m,ac}Q_{c,ac} + \text{prod } A C_{pr} N_{cd}/365 \quad (6.37)$$

όπου,

$G_{a,h}$ MWh η αποφευγόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου από τον λέβητα, σύμφωνα με την εξίσωση (6.38)

N_{cd} days ο αριθμός των ημερών λειτουργίας του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας

$$G_{a,h} = \frac{Q_{h,chp}}{n_b} \quad (6.38)$$

$$ROI_{chp} = \frac{S}{C_{eq,chp} P + C_{eq,ac} P_{ac}} \quad (6.39)$$

6.4.3 Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Περιβαλλοντική Συμπεριφορά

Η ενεργειακή αποδοτικότητα των συστημάτων συμπαραγωγής αξιολογείται είτε αποκλειστικά για το ίδιο το σύστημα με δείκτες, όπως ο συνολικός βαθμός απόδοσης της μονάδας [109]–[112], ο λόγος ισχύος προς θερμότητα (power to heat ratio) [113]–[116], και ο συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας (energy utilization factor) [117]–[120], είτε συγκριτικά με τη χωριστή παραγωγή ενέργειας. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφική επισκόπηση, η τελευταία μέθοδος είναι η επικρατέστερη, καθώς με αυτό τον τρόπο προσδιορίζεται η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας που οφείλεται στη χρήση της συμπαραγωγής. Ο δείκτης που επιλέγεται είναι ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας/καυσίμου

(primary/fuel energy savings ratio) [82], [121]–[126], ο οποίος συνήθως υπολογίζει την εξοικονόμηση συγκριτικά με τη χωριστή παραγωγή, μόνο για το κομμάτι της ενέργειας που υποκαθιστά η μονάδα. Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, αναπτύσσεται μία τροποποιημένη μορφή του κλασικού δείκτη, μέσω του οποίου δεν λαμβάνεται υπόψη μόνο το κομμάτι που υποκαθιστά η μονάδα συμπαραγωγής, αλλά υπολογίζεται η διαφορά της πρωτογενούς ενέργειας που απαιτείται από μία εγκατάσταση προκειμένου να καλύψει το σύνολο των ενεργειακών της αναγκών με ή χωρίς τη χρήση της συμπαραγωγής. Η εξίσωση που υπολογίζει τον δείκτη *MPESR*, είναι η ακόλουθη:

$$MPESR = 1 - \frac{\frac{Q_{h,b}}{\eta_b} + \frac{Q_{c,gc}}{COP_{gc}} + \frac{8760 CF_{chp}P}{\eta_e}}{\frac{Q_h}{\eta_b} + \frac{Q_c}{COP_{gc}} + \frac{8760 CF_{chp}P}{\eta_{e,r}}} \quad (6.40)$$

όπου,

$Q_{h,b}$	MWh	η ετήσια θερμική ενέργεια που παράγεται από τον λέβητα
$Q_{c,gc}$	MWh	η ετήσια ψυκτική ενέργεια που παράγεται από τον ψύκτη αερίου
Q_h	MWh	η συνολική ετήσια απαιτούμενη θερμική ενέργεια
$\eta_{e,r}$	-	η μέση ηλεκτρική απόδοση δικτύου στην Ελλάδα

Η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, δημιουργεί άμεσα και περιβαλλοντικά οφέλη στο μεγάλο πρόβλημα της κλιματικής αλλαγής. Το βασικότερο προϊόν από την καύση καυσίμου είναι το CO₂, που αποτελεί τη βασική αιτία για το φαινόμενο του θερμοκηπίου, γι' αυτό και στην πλειοψηφία τους οι ερευνητές που έχουν μελετήσει την περιβαλλοντική διάσταση της συμπαραγωγής, επιλέγουν δείκτες εξοικονόμησης του CO₂, συγκριτικά με τη χωριστή παραγωγή [122], [125], [127]–[131].

Χρησιμοποιώντας την ίδια λογική με αυτή του υπολογισμού εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας *MPESR*, ο δείκτης που επιλέγεται σαν περιβαλλοντικό κριτήριο για τη μείωση των εκπομπών CO₂ δίνεται από την εξίσωση (6.41), πολλαπλασιάζοντας τους όρους που αφορούν στην κατανάλωση φυσικού αερίου για παραγωγή θερμικής και ψυκτικής ενέργειας, με τον συντελεστή εκπομπών CO₂ φυσικού αερίου ($f_{CO_2}^{ng}$), και τον όρο που αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής, με τον συντελεστή εκπομπών CO₂ που αναφέρεται στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ($f_{CO_2}^{el}$).

$$SRCO_2 = 1 - \frac{\left(\frac{Q_{h,b}}{\eta_b} + \frac{Q_{c,gc}}{COP_{gc}} + \frac{8760 CF_{chp}P}{\eta_e}\right) f_{CO_2}^{ng}}{\left(\frac{Q_h}{\eta_b} + \frac{Q_c}{COP_{gc}}\right) f_{CO_2}^{ng} + (8760 CF_{chp}P) f_{CO_2}^{el}} \quad (6.41)$$

όπου,

$f_{CO_2}^{ng}$ kg/MWh ο συντελεστής εκπομπών CO₂ από την καύση φυσικού αερίου
 $f_{CO_2}^{el}$ kg/MWh ο συντελεστής εκπομπών CO₂ από το δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας

6.5 Μελέτη Περίπτωσης

Στη Βόρεια Ελλάδα, λειτουργούν μέχρι σήμερα τρεις σύγχρονες θερμοκηπιακές εγκαταστάσεις, που χρησιμοποιούν την τεχνολογία της συμπαραγωγής για θέρμανση. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.1 ([92], [132]–[134]). Τα προϊόντα που καλλιεργούν είναι τομάτες (Agritex, Drama Greenhouses) και αγγούρια (Wonderplant), και η έκτασή τους είναι στα 10 ha. Όλα τα θερμοκήπια εφαρμόζουν τη σύγχρονη μέθοδο καλλιέργειας της υδροπονίας, και με τη χρήση συστημάτων συμπαραγωγής και λέβητα φυσικού αερίου, επιτυγχάνουν την κάλυψη των θερμικών τους απαιτήσεων, λειτουργώντας συνεχόμενα για μεγάλες χρονικές περιόδους μέσα στο έτος.

Πίνακας 6.1. Βασικά χαρακτηριστικά των σύγχρονων υφιστάμενων θερμοκηπίων στην Ελλάδα.

	Wonderplant www.wonderplant.gr	Agritex SA www.agritex.gr	Drama Greenhouses www.ita-sa.gr
Τοποθεσία	Βόρεια Ελλάδα	Βόρεια Ελλάδα	Βόρεια Ελλάδα
Καλλιέργεια	Τομάτες	Τομάτες	Πιπεριές
Έκταση	12 ha	10 ha	10 ha
Μέθοδος καλλιέργειας	Υδροπονία	Υδροπονία	Υδροπονία
Υλικό καλύμματος θερμοκηπίου	Γυαλί	Γυαλί	Γυαλί
Πρωτογενής πηγή ενέργειας	Φυσικό Αέριο	Φυσικό Αέριο	Φυσικό Αέριο
Ενεργειακός εξοπλισμός	ΣΗΘ 8 MW _e	ΣΗΘ 4.8 MW _e Λέβητες 18.6 MW _{th}	ΣΗΘ 4.8 MW _e Λέβητες 18.6 MW _{th}
Ετήσια παραγωγικότητα	7,000 ton/y	5,000 ton/y	2,200 ton/y
Περίοδος λειτουργίας	9 μήνες	9 μήνες	N/A
Κόστος εξοπλισμού	32 Μ€	22 Μ€	20 Μ€

Με βάση τα χαρακτηριστικά των εφαρμογών αυτών, επιλύονται τα δύο προβλήματα σχεδιασμού (grassroots και retrofit), χρησιμοποιώντας σαν μελέτη περίπτωσης, ένα υδροπονικό θερμοκήπιο στη Βόρεια Ελλάδα, το οποίο για θέρμανση χρησιμοποιεί λέβητα

φυσικού αερίου και μονάδα συμπαραγωγής. Επιπλέον, για την περίπτωση του σχεδιασμού grassroots, εξετάζεται και το ενδεχόμενο της ψύξης, με τη χρήση ψύκτη απορρόφησης θερμότητας και ψύκτη φυσικού αερίου. Ως προϊόν καλλιέργειας, επιλέγεται η τομάτα.

Ο Πίνακας 6.2, συνοψίζει όλα τα μετεωρολογικά, τεχνικά και οικονομικά δεδομένα της ανάλυσης. Για τις παραμέτρους που περιγράφουν τα μετεωρολογικά δεδομένα ($T_{am}, \Delta T_a, S_m, \Delta S$), χρησιμοποιήθηκαν τυπικές τιμές από την Τεχνική Οδηγία του ΤΕΕ, [135]. Σε ό,τι αφορά την έκταση του θερμοκηπίου, λαμβάνοντας υπόψη ότι η συμπαραγωγή έχει νόημα σε εφαρμογές σύγχρονες (υδροπονία) και μεγάλης έκτασης, επιλέγεται ένα εμβάδον (A) 10 ha, αντίστοιχο με αυτό τον πραγματικών εφαρμογών. Η ετήσια παραγωγικότητα (M) που χρησιμοποιήθηκε, αν και είναι μεγάλη για τα δεδομένα της Ελλάδας, μπορεί να επιτευχθεί σε υδροπονικές καλλιέργειες [92]. Για τον συνολικό συντελεστή μεταφοράς θερμότητας U_L , χρησιμοποιήθηκε μία τυπική τιμή, η οποία προβλέπει φορτία όμοια με αυτά των υφιστάμενων εφαρμογών. Οι τιμές για τους συντελεστές τ_1 και α , βασίζονται σε μελέτες των Kittas [106], και Marsh [91], ενώ για την παράμετρο τ_2 , έγινε μία εκτίμηση ότι ισούται με το 1/5 της παραμέτρου τ_1 που αφορά στο κάλυμμα του θερμοκηπίου. Σχετικά με τις θερμοκρασίες καλλιέργειας, ο Διεθνής Οργανισμός Τροφίμων και Γεωργίας (FAO) [136], προτείνει ένα εύρος θερμοκρασιών για την καλλιέργεια της τομάτας, ανάμεσα σε 16 °C και 24°C. Οι τεχνικές αποδόσεις ($\eta_b, \eta_e, \eta_{th}$), και οι συντελεστές συμπεριφοράς (COP_{gc}, COP_{ac}) των ενεργειακών συστημάτων, είναι αντιπροσωπευτικές για λέβητες φυσικού αερίου, MEK, ψύκτες φυσικού αερίου, και ψύκτες απορρόφησης θερμότητας.

Για τα οικονομικά δεδομένα, όλα τα κόστη εξοπλισμού, ($C_{eq,gh}, C_{eq,b}, C_{eq,gc}, C_{eq,chr}, C_{eq,ac}$) και κόστη συντήρησης ($C_{m,b}, C_{m,gc}, C_{m,chr}, C_{m,ac}$), είναι αποτέλεσμα έρευνας αγοράς από προμηθευτές. Οι τιμές ενέργειας (C_e, C_g), αναφέρονται σε τυπικές τιμές της Ελληνικής αγοράς, και βασίζονται στην τελευταία τριετία. (2015-2018). Η έκπτωση στη λιανική τιμή φυσικού αερίου για μονάδες συμπαραγωγής (ΔC_g), και η προσαύξηση στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από συμπαραγωγή με εφαρμογή σε θερμοκήπια (ΔC_e), αναφέρονται στην ελληνική νομοθεσία. Το λειτουργικό κόστος καλλιέργειας του θερμοκηπίου (C_{gh}), αντιπροσωπεύει εργατικά κόστη και πρώτες ύλες, ενώ για την τιμή πώλησης προϊόντος (C_{pr}), χρησιμοποιήθηκε τιμή βασισμένη στην ελληνική χονδρική αγορά οπωροκηπευτικών.

Πίνακας 6.2. Σύνοψη μετεωρολογικών, τεχνικών και οικονομικών δεδομένων.

Μετεωρολογικά Δεδομένα			
Τοποθεσία	Βόρεια Ελλάδα		
Η μέση ετήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος	T_{am}	16.0	°C
Η ετήσια μεταβολή της θερμοκρασίας περιβάλλοντος	ΔT_a	11.0	°C
Ο αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη θερμοκρασία περιβάλλοντος	t_{ao}	30.0	days
Η μέση ετήσια τιμή της ολικής ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο	S_m	4.20	kWh/m ²
Η ετήσια μεταβολή της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας	ΔS	2.70	kWh/m ²
Ο αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη ηλιακή ακτινοβολία	t_{so}	0.00	days
Τεχνικά Δεδομένα			
Χαρακτηριστικά θερμοκηπίου			
Έκταση θερμοκηπίου	A	10.0	ha
Ο συνολικός συντελεστής μεταφοράς θερμότητας του θερμοκηπίου	U_L	20.0	W/m ² K
Η μέση ετήσια παραγωγικότητα θερμοκηπίου ανά μονάδα επιφάνειας	M	720	ton/ha/y
Η διαπερατότητα του καλύμματος του θερμοκηπίου	τ_1	0.50	-
Η διαπερατότητα του επιπρόσθετου καλύμματος του θερμοκηπίου τις θερμές ημέρες	τ_2	0.10	-
Η απορροφητικότητα του θερμοκηπίου	α	0.40	-
Χαρακτηριστικά προϊόντος			
Είδος προϊόντος	Τομάτα		
Η ελάχιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας	$T_{sp,min}$	16.0	°C
Η μέγιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας	$T_{sp,max}$	24.0	°C
Χαρακτηριστικά εξοπλισμού			
Θερμική απόδοση λέβητα	η_b	0.80	-
Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου	COP_{gc}	1.50	-
Ηλεκτρική απόδοση συμπαραγωγής	η_e	0.35	-
Θερμική απόδοση συμπαραγωγής	η_{th}	0.50	-
Η μέση ηλεκτρική απόδοση δικτύου στην Ελλάδα	$\eta_{e,r}$	0.50	-
Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης θερμότητας	COP_{ac}	0.70	-
Συντελεστές εκπομπών CO₂			
Συντελεστής εκπομπών CO ₂ από την καύση φυσικού αερίου	$f_{CO_2}^{ng}$	220	kg/MWh
Συντελεστής εκπομπών CO ₂ από το δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας	$f_{CO_2}^{el}$	326	kg/MWh
Οικονομικά δεδομένα			
Κόστη εξοπλισμού			
Κόστος εξοπλισμού θερμοκηπίου	$C_{eq,gh}$	1.00	Μ€/ha
Κόστος εξοπλισμού λέβητα φυσικού αερίου	$C_{eq,b}$	0.02	Μ€/MW
Κόστος εξοπλισμού ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου	$C_{eq,gc}$	0.25	Μ€/MW
Κόστος εξοπλισμού συμπαραγωγής	$C_{eq,chrp}$	1.20	Μ€/MW
Κόστος εξοπλισμού ψύκτη απορρόφησης θερμότητας	$C_{eq,ac}$	0.25	Μ€/MW
Κόστη συντήρησης			
Κόστος συντήρησης λέβητα φυσικού αερίου	$C_{m,b}$	0.10	€/MWh
Κόστος συντήρησης ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου	$C_{m,gc}$	2.00	€/MWh
Κόστος συντήρησης συμπαραγωγής	$C_{m,chrp}$	10.0	€/MWh
Κόστος συντήρησης ψύκτη απορρόφησης θερμότητας	$C_{m,ac}$	2.00	€/MWh
Κόστη ενέργειας			
Λιανική τιμή φυσικού αερίου	C_g	40.0	€/MWh
Έκπτωση στην τιμή φυσικού αερίου για χρήση συμπαραγωγής	Δ_{gc}	10.0	€/MWh
Λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας	C_e	100	€/MWh
Προσαύξηση στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για αγροτική χρήση	ΔC_e	30.0	€/MWh
Κόστη θερμοκηπίου			
Λειτουργικό κόστος θερμοκηπίου (κόστος καλλιέργειας)	C_{gh}	0.50	€/kg
Χονδρεμπορική τιμή πώλησης προϊόντος	C_{pr}	1.20	€/kg

6.6 Αποτελέσματα Σχεδιασμού

6.6.1 Σχεδιασμός Νέας Εγκατάστασης (Grassroots Design) για Θέρμανση

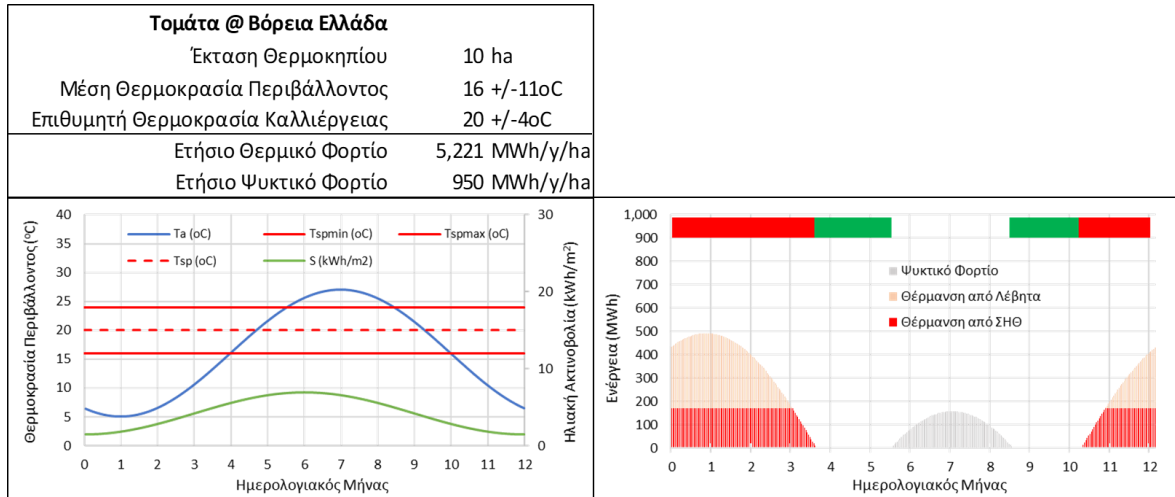
Τα αποτελέσματα του σχεδιασμού Grassroots για τη μελέτη περίπτωσης της προηγούμενης ενότητας, συνοψίζονται στα Σχήματα 6.3–6.5. Το Σχήμα 6.3, απεικονίζει τις μετεωρολογικές συνθήκες της εξεταζόμενης περιοχής (Βόρεια Ελλάδα), μαζί με τις απαιτούμενες συνθήκες καλλιέργειας του προϊόντος (τομάτα), και τα ενεργειακά φορτία του θερμοκηπίου. Η ετήσια μεταβολή της ηλιακής ακτινοβολίας (S_j) παρουσιάζεται με την πράσινη γραμμή, η θερμοκρασία περιβάλλοντος (T_{aj}) με την μπλε, ενώ το κατάλληλο εύρος θερμοκρασίας για την καλλιέργεια της τομάτας ($T_{sp,max} - T_{sp,min}$), βρίσκεται ανάμεσα στις δύο κόκκινες συνεχείς γραμμές. Σε περιόδους που η θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι χαμηλότερη από το επιθυμητό αυτό εύρος, το θερμοκήπιο έχει ανάγκη για θέρμανση. Αντιθέτως, σε περιόδους που η θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι υψηλότερη από το εύρος, απαιτείται ψύξη. Όταν η θερμοκρασία περιβάλλοντος βρεθεί ανάμεσα στις δύο συνεχείς κόκκινες γραμμές, το θερμοκήπιο δεν έχει ανάγκη ούτε για θέρμανση, ούτε για ψύξη.

Σύμφωνα λοιπόν με τα αποτελέσματα της ανάλυσης, το ετήσιο θερμικό (Q_h) και ψυκτικό φορτίο (Q_c) της εγκατάστασης είναι 5,221 MWh/y/ha, και 950 MWh/y/ha, αντίστοιχα. Για τη συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης επομένως, όπου οι ψυκτικές απαιτήσεις δεν ικανοποιούνται με τη χρήση κάποιου ενεργειακού εξοπλισμού, η λειτουργία του θερμοκηπίου είναι εννιά μήνες. Κατά τη διάρκεια της περιόδου λειτουργίας, η εγκατάσταση έχει ανάγκη για θέρμανση για πέντε μήνες (κόκκινη μπάρα), ενώ για τέσσερις μήνες, το θερμοκήπιο λειτουργεί χωρίς την υποστήριξη κάποιου συστήματος (πράσινη μπάρα). Η περίοδος που το θερμοκήπιο παραμένει ανενεργό, υποδεικνύεται με το κενό ανάμεσα στις δύο μπάρες.

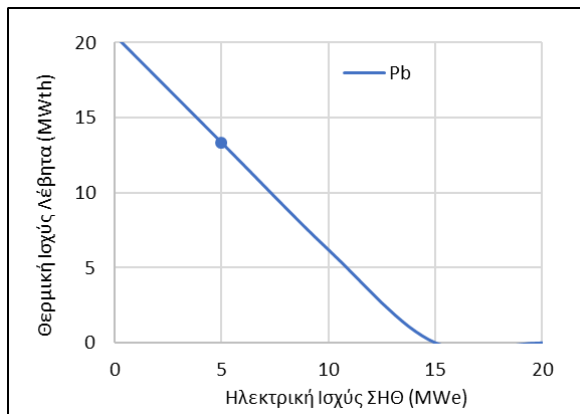
Το Σχήμα 6.4, δείχνει τα αποτελέσματα της παραμετρικής ανάλυσης, εστιάζοντας στην επίδραση που έχει το μέγεθος της μονάδας συμπαραγωγής (P): (α) στη θερμική ισχύ του λέβητα (P_b), (β) στην επιστροφή της επένδυσης του θερμοκηπίου (ROI_{gh}), (γ) στον συντελεστή χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου (CF_{gh}), (δ) στο κόστος ενεργειακού εξοπλισμού (C_{eq}), (ε) στο κόστος λειτουργίας του ενεργειακού εξοπλισμού (C_{utl}), και (στ) στην εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας ($MPESR$) και CO_2 ($SRCO_2$). Η θερμική ισχύς του λέβητα (P_b), είναι προφανές ότι μειώνεται με την αύξηση ισχύος της συμπαραγωγής (P), καθώς η ανάγκη για την επικουρική του χρήση περιορίζεται (Σχήμα 6.4α). Τα αποτελέσματα από την επιστροφή επένδυσης ROI_{gh} , αποδεικνύουν ότι η οικονομική

απόδοση του θερμοκηπίου βελτιστοποιείται, για κάθε μέγεθος μονάδας που βρίσκεται ανάμεσα στο εύρος $5 \text{ MW}_e - 12 \text{ MW}_e$ (Σχήμα 6.4β). Για μεγέθη μικρότερα των 5 MW_e , και μεγαλύτερα των 12 MW_e , η επιστροφή ROI_{gh} είναι μικρότερη σε σχέση με τη βέλτιστη τιμή. Στην πρώτη περίπτωση, ($<5 \text{ MW}_e$), το αυξημένο κόστος λειτουργίας ενεργειακού εξοπλισμού (C_{utl}) εξαιτίας της επικουρικής λειτουργίας του λέβητα (Σχήμα 6.4ε), επηρεάζει αρνητικά την οικονομική απόδοση. Από την άλλη, στη δεύτερη περίπτωση ($>12 \text{ MW}_e$), παρά τη μείωση του C_{utl} για μεγαλύτερες μονάδες, η ταυτόχρονη αύξηση του κόστους εξοπλισμού (C_{eq}), είναι ο κύριος παράγοντας που οδηγεί στη μείωση του ROI_{gh} (Σχήμα 6.4δ). Να σημειωθεί ότι η αντικειμενική συνάρτηση αριστοποίησης ($ROI_{gh}=11\%$), παίρνει τη μικρότερη τιμή της, όταν ο λέβητας είναι ο μόνος εξοπλισμός για θέρμανση ($P_b=20.5 \text{ MW}_{th}$, $P=0 \text{ MW}_e$). Ο συντελεστής χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου (CF_{gh}), είναι σταθερά στο 0.75, ανεξαρτήτως ισχύος συμπαραγωγής, το οποίο αντιπροσωπεύει τους εννιά μήνες λειτουργίας (Σχήμα 6.4γ). Τέλος, οι ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί δείκτες εξοικονόμησης $MPESR$ και $SRCO_2$, είναι θετικοί (>0) για όλα τα μεγέθη ΣΗΘ, αυξάνονται με την αύξηση της ισχύος, και σταθεροποιούνται πάνω από τα 15 MW_e , όπου η απαιτούμενη ισχύς του λέβητα (P_b) μηδενίζεται.

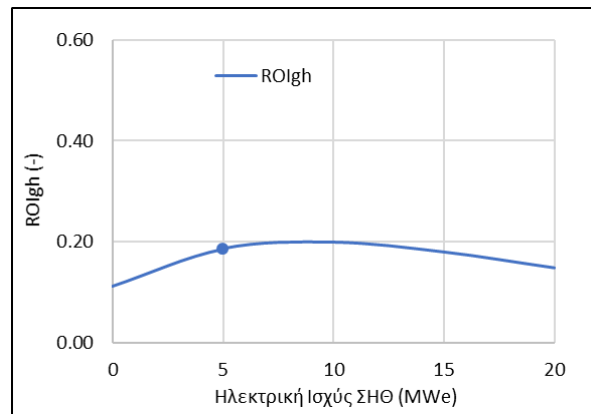
Σύμφωνα με τα παραπάνω, στο Σχήμα 6.5, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του σχεδιασμού της μελέτης περίπτωσης. Εφόσον για μεγέθη πάνω από 5 MW_e , η επιστροφή επένδυσης δε βελτιώνεται, ως βέλτιστο μέγεθος επιλέγεται το κάτω όριο του εύρους ($5 \text{ MW}_e - 12 \text{ MW}_e$). Έτσι, για μία μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρικής ισχύος 5 MW_e , απαιτείται λέβητας φυσικού αερίου, θερμικής ισχύος (P_b) 13.3 MW_{th} . Η συνδυαστική λειτουργία των δύο αυτών συστημάτων, προφέρει ετήσια κέρδη στο θερμοκήπιο από την παραγωγή προϊόντος και από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, $8.76 \text{ M€}/y$, και επιστροφή της επένδυσης ROI_{gh} ίση με 19% . Τα αποτελέσματα του σχεδιασμού, φαίνεται να επαληθεύονται, αν ληφθούν υπόψη και τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων θερμοκηπίων (Πίνακας 6.1). Για την ακρίβεια, η ηλεκτρική ισχύς των μονάδων ΣΗΘ που χρησιμοποιούνται από τις υφιστάμενες λειτουργούσες εγκαταστάσεις, βρίσκεται μέσα στο υπολογιζόμενο εύρος από την ανάλυση ($5 - 12 \text{ MW}_e$), ενώ επιβεβαιώνεται ότι η περίοδος λειτουργίας όταν καλύπτονται μόνο οι θερμικές απαιτήσεις, είναι στους εννιά μήνες.



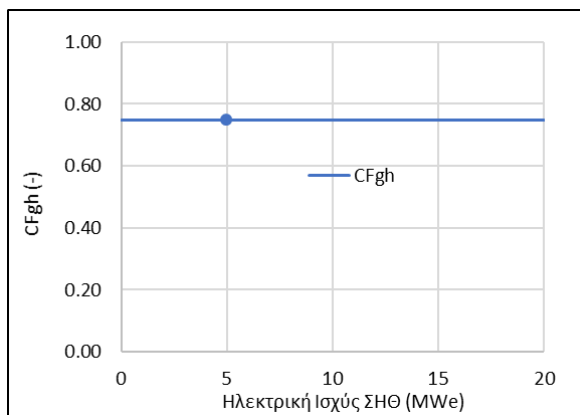
Σχήμα 6.3. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Μετεωρολογικές συνθήκες και ενεργειακή ζήτηση θερμοκηπίου.



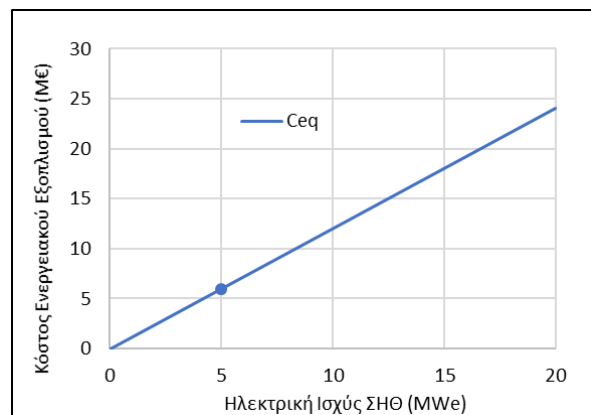
(α)



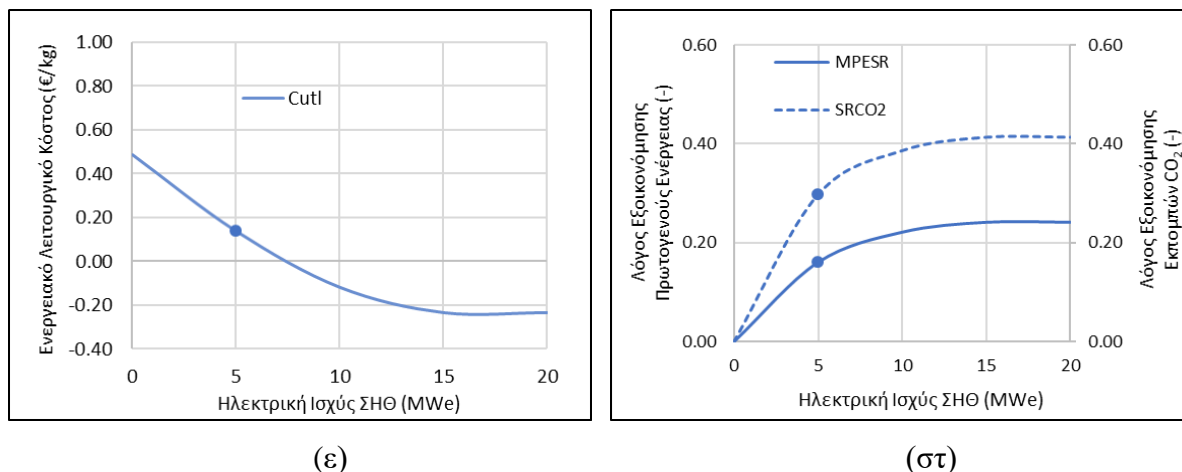
(β)



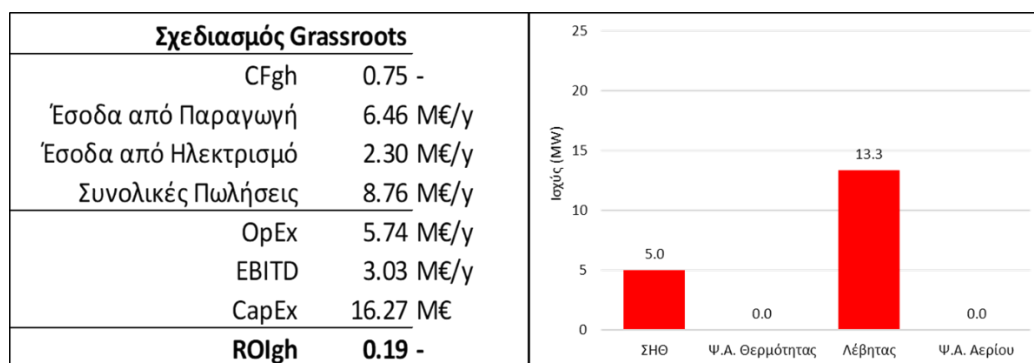
(β)



(γ)



Σχήμα 6.4. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Επίδραση της ισχύος ΣΗΘ στον σχεδιασμό.



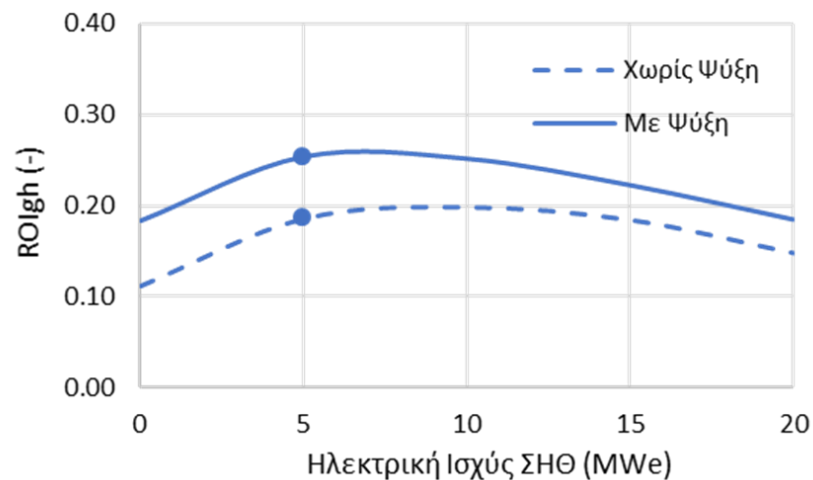
Σχήμα 6.5. Αποτελέσματα μελέτης περίπτωσης: Σχεδιασμός grassroots με μονάδα ΣΗΘ 5 MW_e.

6.6.2 Το Ενδεχόμενο της Ενεργητικής Ψύξης στον Σχεδιασμό Grassroots

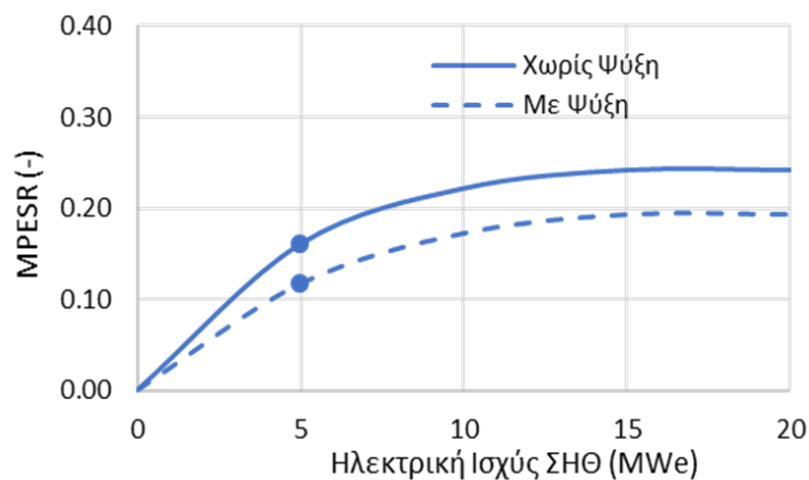
Στην ενότητα αυτή, αξιολογείται το ενδεχόμενο ενεργητικής ψύξης θερμοκηπίων με τη χρήση ψυκτών απορρόφησης. Συγκεκριμένα, θεωρώντας τη βασική μελέτη περίπτωσης σαν Σενάριο 1 (χωρίς ψύξη), διερευνάται η ενεργειακή και οικονομική συμπεριφορά του θερμοκηπίου με: (α) την προσθήκη ενός ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (Σενάριο 2), και (β) την ταυτόχρονη προσθήκη ψύκτη απορρόφησης θερμότητας και ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (Σενάριο 3).

Η συνολική εικόνα από την επίδραση της ενεργητικής ψύξης, στην οικονομική απόδοση του θερμοκηπίου ROI_{gh} , και την ενεργειακή-περιβαλλοντική του συμπεριφορά για διάφορες τιμές ηλεκτρικής ισχύος ΣΗΘ (P), παρουσιάζεται στα Σχήματα 6.6–6.8. Είναι εμφανές, ότι η επιστροφή της επένδυσης (ROI_{gh}) είναι σημαντικά υψηλότερη όταν εφαρμόζεται η ψύξη, φτάνοντας το 25%, σε αντίθεση με τη βασική μελέτη περίπτωσης

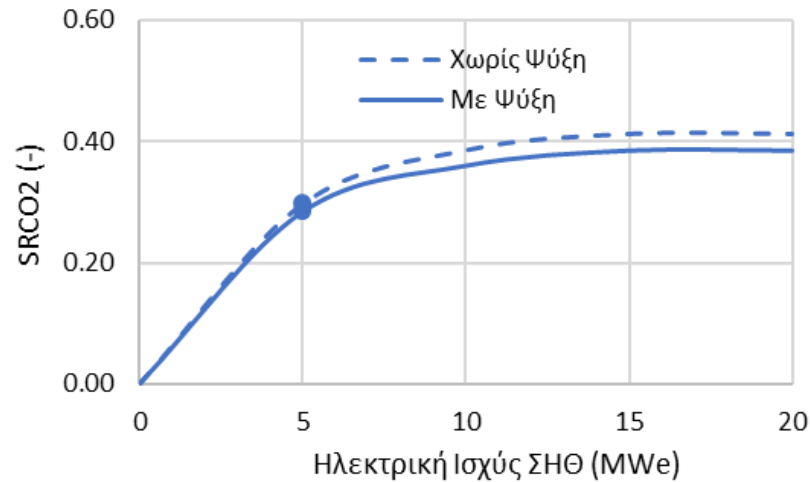
(χωρίς ψύξη), όπου δεν ξεπερνάει ποτέ το 20%. Η πρωτογενής ενέργεια που εξοικονομείται (*MPESR*) είναι μεν μικρότερη συγκριτικά με το σενάριο χωρίς την ψύξη, παραμένει ωστόσο θετική και πάνω από 10% για μονάδες μεγαλύτερες των 5 MWe. Ενδιαφέρον έχουν τα συμπεράσματα από τον δείκτη *SRCO₂*, ο οποίος παρουσιάζει αντίστροφη συμπεριφορά από αυτήν του *MPESR*, και προκύπτει μεγαλύτερος όταν εφαρμόζεται η ενεργητική ψύξη φτάνοντας μέχρι και το 40%, αποδεικνύοντας ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμπαραγωγή, είναι εμφανώς πιο φιλική περιβαλλοντικά συγκριτικά με τη συμβατική παραγωγή, λόγω του πολύ μικρότερου συντελεστή εκπομπών CO₂.



Σχήμα 6.6. Συγκριτικά αποτελέσματα *ROI_{gh}* με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.



Σχήμα 6.7. Συγκριτικά αποτελέσματα *MPESR* με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.

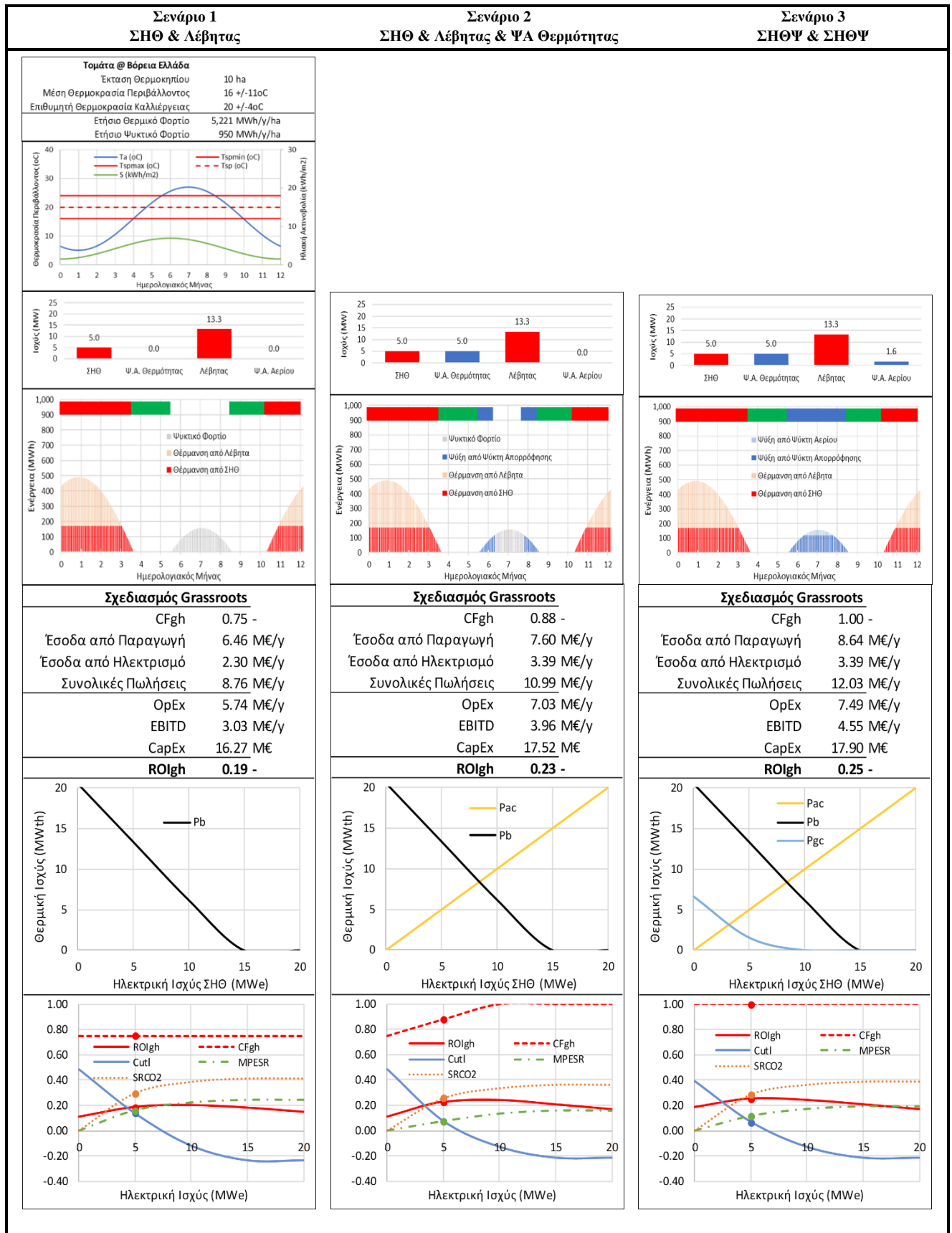


Σχήμα 6.8. Συγκριτικά αποτελέσματα $SRCO_2$, με τη χρήση ή μη, ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης.

Αναλυτικά αποτελέσματα για κάθε Σενάριο ξεχωριστά, δίνονται στο Σχήμα 6.9. Συγκεκριμένα για το Σενάριο 2, η προσθήκη ψύκτη απορρόφησης θερμότητας, με ισχύ (P_{ac}) 5 MW_{th} , οδηγεί στα ακόλουθα συμπεράσματα: Ο συντελεστής χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου (CF_{gh}) αυξάνεται από 0.75 σε 0.88, με τη λειτουργία της εγκατάστασης να επεκτείνεται από του εννιά μήνες, στους έντεκα. Επιπλέον, παρόλο που τα λειτουργικά έξοδα ($OpEx$) αυξάνονται, τα επιπρόσθετα κέρδη από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας ΣΗΘ λόγω της λειτουργίας του ψύκτη απορρόφησης, και τα περαιτέρω έσοδα από την αυξημένη ετήσια παραγωγικότητα, προκαλούν αύξηση του $EBITD$, και κατά συνέπεια, αύξηση του ROI_{gh} , από 19% σε 23%. Σχετικά με την επίδραση του μεγέθους ΣΗΘ (P), στη θερμική ισχύ του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (P_{ac}), αποδεικνύεται ότι η δεύτερη ακολουθεί την αντίστοιχη αύξηση της πρώτης. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης του θερμοκηπίου (CF_{gh}), ξεκινάει με μία τιμή 0.75, και αυξάνεται σταδιακά με την προσθήκη ψύξης, καταλήγοντας στο 1, για μονάδες ΣΗΘ μεγαλύτερες από 9 MW_e .

Το Σενάριο 3, αποδεικνύεται ακόμα καλύτερο τόσο από ενεργειακής, όσο και από οικονομικής πλευράς. Με μία μικρή μόνο αύξηση στο κόστος εξοπλισμού, η επιπλέον χρήση του ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου, θερμικής ισχύος (P_{gc}) 1.4 MW_{th} , οδηγεί στην πλήρη αξιοποίηση του θερμοκηπίου για όλο το έτος ($CF_{gh}=1$), προκαλώντας ταυτόχρονα σημαντική βελτίωση στην παραγωγικότητα. Έτσι, τα ετήσια έσοδα από τις αυξημένες πωλήσεις προϊόντων ενισχύουν την επιστροφή της επένδυσης ($ROI_{gh}=23\%$). Η θερμική ισχύς του ψύκτη φυσικού αερίου (P_{gc}), μειώνεται με την αύξηση της ισχύος συμπαραγωγής (P), ενώ για μονάδες μεγαλύτερες από 10 MW_e , φαίνεται ότι δεν υπάρχει

ανάγκη για αυτόν τον τύπο του ψύκτη, καθώς το σύστημα ΣΣΗΘ, είναι ικανό από μόνο του να καλύψει όλες τις ενεργειακές απαιτήσεις.

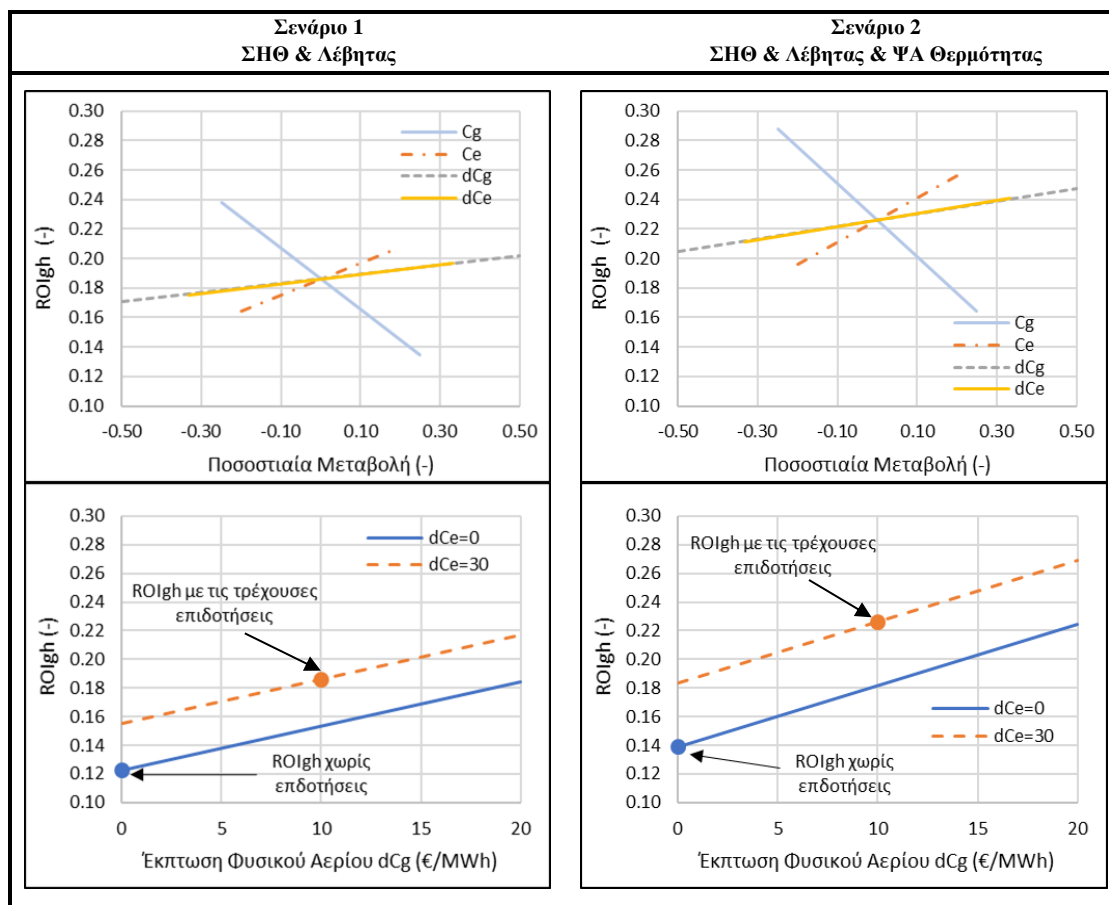


Σχήμα 6.9. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots για τρία διαφορετικά σενάρια ενεργειακού εξοπλισμού.

6.6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας: Επίδραση των τιμών ενέργειας και μέτρων στήριξης

Από την ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε προκειμένου να προσδιοριστούν οι παράμετροι, η μεταβολή των οποίων έχει τη μεγαλύτερη επίδραση στο οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης (ROI_{gh}), προέκυψε ότι τέσσερα είναι τα πιο κρίσιμα μεγέθη: (α) η λιανική τιμή φυσικού αερίου (C_g), (β) η λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (C_e), (γ) η έκπτωση φυσικού αερίου για χρήση συμπαραγωγής (ΔC_g), και (δ) η προσ αύξηση της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας για αγροτικές χρήσεις (ΔC_e) (Σχήμα 6.10).

Είναι αντιληπτό, ότι εφόσον το κόστος ενέργειας αποτελεί σημαντικό τμήμα του λειτουργικού κόστους του θερμοκηπίου και του κόστους παραγωγής, η κερδοφορία της επένδυσης θα είναι πολύ ευαίσθητη στη μεταβολή των τιμών ενέργειας C_g , C_e [76], [137], [138]. Πιο συγκεκριμένα, μείωση στην τιμή φυσικού αερίου (C_g), και αύξηση στην τιμή ηλεκτρισμού (C_e) ενισχύουν την επένδυση του θερμοκηπίου, και αντίστροφα. Από τα κάτω γραφήματα του Σχήματος 6.10, παρατηρείται ότι χωρίς την ύπαρξη κινήτρων για τους συμπαραγωγούς σε θερμοκήπια, (δηλαδή όταν $\Delta C_g=0$, και $\Delta C_e=0$), η επένδυση γίνεται σχεδόν οριακή, με την επιστροφή ROI_{gh} να πέφτει στο 12%, και 14% από 19% και 23%, στα Σενάρια 1 και 2, αντίστοιχα. Αυτό το συμπέρασμα τονίζει το γεγονός ότι οι συνθήκες αγοράς δεν ευνοούν επενδύσεις τέτοιου ρίσκου, με αποτέλεσμα να χρειάζονται μηχανισμοί υποστήριξης, για την υλοποίησή τους [52], [139].



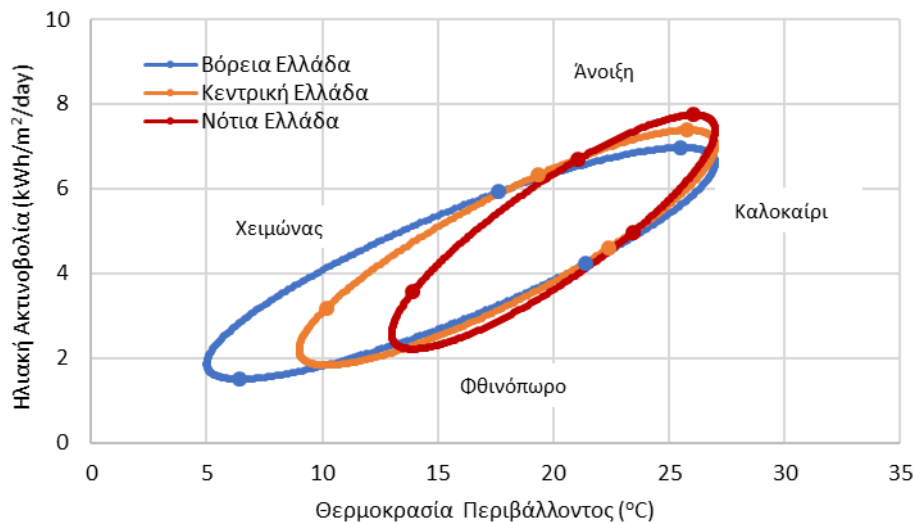
Σχήμα 6.10. Επίδραση των τιμών ενέργειας και των επιδοτήσεων, στην επιστροφή της επένδυσης ROI_{gh} .

6.6.4 Ανάλυση Ευαισθησίας: Επίδραση των μετεωρολογικών συνθηκών και του είδους καλλιέργειας

Ο σχεδιασμός grassroots εφαρμόστηκε σε δύο επιπλέον περιοχές με διαφορετικά μετεωρολογικά χαρακτηριστικά από αυτά της Βόρειας Ελλάδας, μία στην Κεντρική και μία στην Νότια Ελλάδα, και σε δύο ακόμα προϊόντα, το αγγούρι και τη φράουλα. Σκοπός ήταν να διερευνηθεί η επίδραση των μετεωρολογικών συνθηκών και του προϊόντος καλλιέργειας, στην ενεργειακή και οικονομική συμπεριφορά του θερμοκηπίου. Τα αποτελέσματα απεικονίζονται στα Σχήματα 6.12 και 6.13.

Η ανάλυση αποδεικνύει πόσο μεγάλη είναι η επιρροή που έχουν οι κλιματικές συνθήκες στη συνολική λειτουργία του θερμοκηπίου, ακόμα και για τα δεδομένα της Ελλάδας, με μικρό γεωγραφικό πλάτος. Τα ενεργειακά φορτία του θερμοκηπίου, εξαρτώνται από την ταυτόχρονη επίδραση δύο κλιματικών παραγόντων: (α) της θερμοκρασιακής διαφοράς ανάμεσα στις προδιαγραφές καλλιέργειας και τη θερμοκρασία περιβάλλοντος, και (β) της

ηλιακής ακτινοβολίας, η οποία επηρεάζει το θερμικό φορτίο λόγω του φαινομένου του θερμοκηπίου. Αυτό καθιστά τη συσχέτιση των δύο παραγόντων πολύ σημαντική για τις εφαρμογές των θερμοκηπίων [93], [139]. Μία τυπική συσχέτιση ανάμεσα σε αυτές τις δύο μεταβλητές παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.11, στο οποίο απεικονίζονται τρία κλιματογραφήματα, που δείχνουν τις μετεωρολογικές συνθήκες των εξεταζόμενων περιοχών, κατά τη διάρκεια των τεσσάρων εποχών του έτους (χειμώνας, άνοιξη, καλοκαίρι, φθινόπωρο). Το μπλε κλιματογράφημα αναφέρεται στη Βόρεια Ελλάδα, το πορτοκαλί στην Κεντρική, και το κόκκινο στη Νότια Ελλάδα.



Σχήμα 6.11. Μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος και ηλιακή ακτινοβολία κατά τη διάρκεια του έτους, για τρεις περιοχές της Ελλάδας.

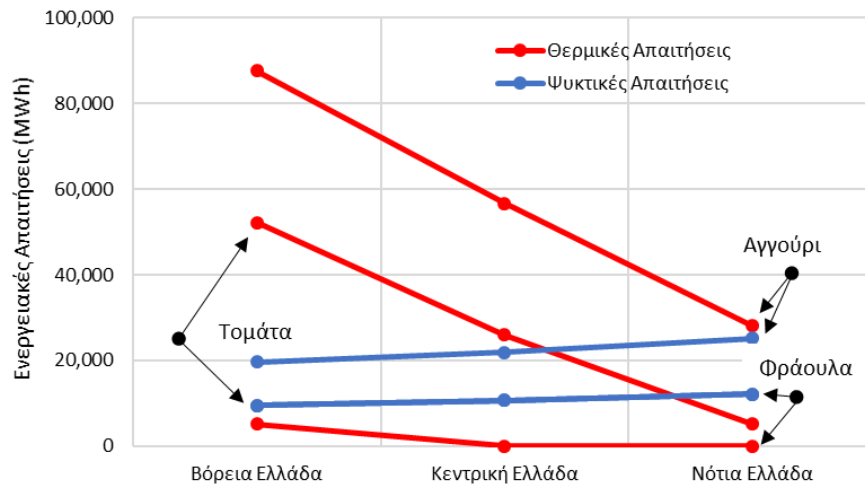
Σε ό,τι αφορά τις συνθήκες καλλιέργειας, αποδεικνύεται ότι το κατάλληλο θερμοκρασιακό εύρος ($T_{sp,max} - T_{sp,min}$), είναι ιδιαίτερα σημαντικό, καθώς προϊόντα με μικρό εύρος απαιτούν πολύ μεγαλύτερα θερμικά φορτία το χειμώνα, μεγαλύτερα ψυκτικά φορτία το καλοκαίρι και έχουν μικρές περιόδους στις οποίες το θερμοκήπιο μπορεί να λειτουργήσει χωρίς την υποστήριξη κάποιου ενεργειακού συστήματος.

Πιο αναλυτικά, από το Σχήμα 6.12, εξάγονται δύο σημαντικά συμπεράσματα: (α) η απαιτούμενη ενέργεια για το ίδιο προϊόν, είναι διαφορετική από περιοχή σε περιοχή, και (β) το κατάλληλο θερμοκρασιακό εύρος καλλιέργειας, επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τις ενεργειακές απαιτήσεις του θερμοκηπίου. Στην Ελλάδα, το ποσό θερμότητας που απαιτείται μειώνεται από τον Βορρά προς τον Νότο, ενώ αντίθετα, το ποσό ψυκτικής ενέργειας, αυξάνεται και στα τρία προϊόντα. Αξιοσημείωτο είναι, ότι η φράουλα φαίνεται να μην έχει καμία απαίτηση για θέρμανση στην Κεντρική και Νότια Ελλάδα, ενώ οι ψυκτικές τις ανάγκες είναι ίδιες με αυτές της τομάτας, καθώς, παρ' όλο που το κατάλληλο

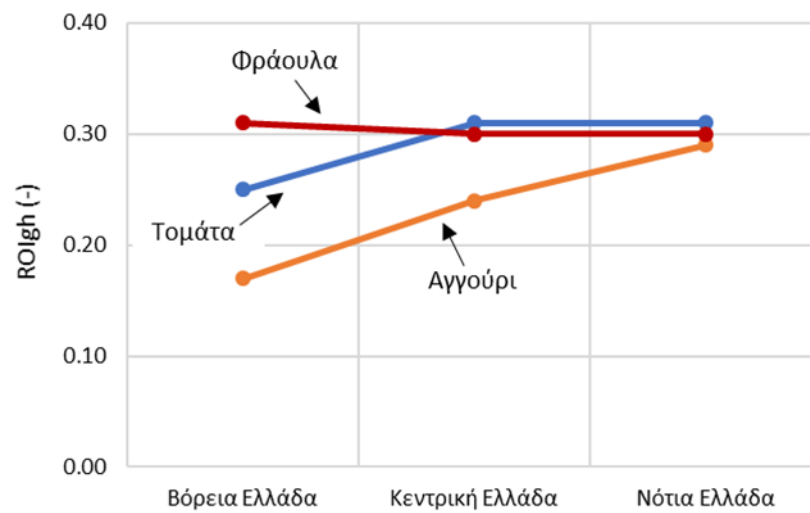
θερμοκρασιακό εύρος ($T_{sp,max} - T_{sp,min}$), είναι διαφορετικό, το άνω όριο θερμοκρασίας καλλιέργειας, είναι ίδιο και στα δύο προϊόντα.

Το Σχήμα 6.13, συνοψίζει τα αποτελέσματα της οικονομικής απόδοσης του θερμοκηπίου (ROI_{gh}), για τις τρεις εξεταζόμενες περιοχές και τα τρία προϊόντα καλλιέργειας, θεωρώντας το ίδιο μέγεθος μονάδας συμπαραγωγής. Είναι εμφανές, ότι η φράουλα παρουσιάζει με διαφορά τη μεγαλύτερη οικονομική απόδοση στη Βόρεια Ελλάδα, καθώς έχει τις μικρότερες θερμικές απαιτήσεις, και η απόδοση αυτή φαίνεται ότι δεν επηρεάζεται από τις μετεωρολογικές συνθήκες, καθώς παραμένει σχεδόν σταθερή για όλες τις εξεταζόμενες. Η καλλιέργεια τομάτας αποδεικνύεται πιο συμφέρουσα συγκριτικά με το αγγούρι, κυρίως στην Νότια και Κεντρική Ελλάδα. Οι μεγάλες ενεργειακές απαιτήσεις της καλλιέργειας αγγουριού, αυξάνουν την απαιτούμενη ισχύ του επικουρικού εξοπλισμού για θέρμανση και ψύξη, οδηγώντας σε ψηλά κόστη επένδυσης και λειτουργίας και επηρεάζοντας αρνητικά την απόδοση ROI_{gh} .

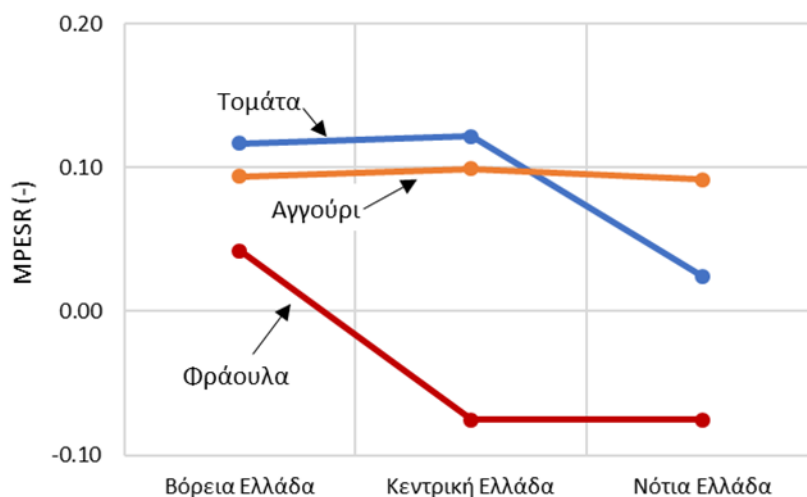
Από τα Σχήματα 6.14 και 6.15 προκύπτει ότι η μικρότερη εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας επιτυγχάνεται για την καλλιέργεια φράουλας, η οποία παίρνει αρνητικές τιμές στην Κεντρική και Βόρεια Ελλάδα, όπου οι απαιτήσεις για θέρμανση είναι μηδενικές. Ωστόσο, ο δείκτης SR_{CO_2} , διατηρείται σε ποσοστά πάνω από 20% για όλες τις περιοχές, λόγω της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΣΗΘ, όπως εξηγήθηκε παραπάνω. Από τα άλλα δύο προϊόντα, συμπεραίνεται πως η καλλιέργεια τομάτας στη Βόρεια και Κεντρική Ελλάδα έχει τη μεγαλύτερη ενεργειακή εξοικονόμηση, η οποία όμως μειώνεται σημαντικά στον Νότο πλησιάζοντας το μηδέν, καθώς μειώνονται πολύ τα θερμικά φορτία. Οι υψηλές ενεργειακές απαιτήσεις της καλλιέργειας αγγουριού για όλες τις κλιματικές συνθήκες των τριών περιοχών, οδηγεί σε εξοικονόμηση MPESR κοντά στο 10%, ενώ ο περιορισμός του CO_2 , είναι μικρότερος στη Βόρεια Ελλάδα, και ξεπερνάει το 40% στον Νότο, με το μεγαλύτερο ψυκτικό φορτίο.



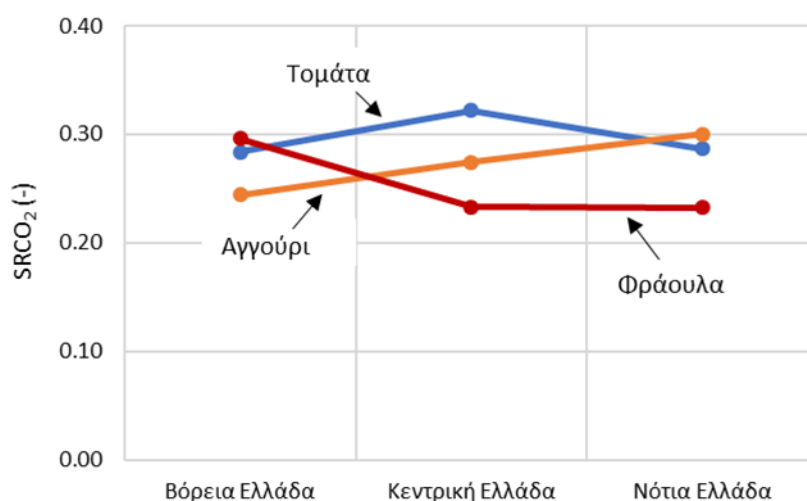
Σχήμα 6.12. Ετήσιες θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις για την καλλιέργεια τομάτας και αγγουριού στην Ελλάδα.



Σχήμα 6.13. Συνοπτικά αποτελέσματα της επιστροφής της επένδυσης ROI_{gh} για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.



Σχήμα 6.14. Συνοπτικά αποτελέσματα δείκτη $MPESR$ για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.



Σχήμα 6.15. Συνοπτικά αποτελέσματα δείκτη $SRCO_2$ για τρεις περιοχές και τρία προϊόντα.

Αναλυτικά αποτελέσματα της συγκριτικής ανάλυσης δίνονται στον Πίνακα 6.3 και τα Σχήματα 6.16 – 6.18. Η καλλιέργεια της τομάτας στην Ελλάδα (Σχήμα 6.16), αποδεικνύεται μία συμφέρουσα επιλογή, ανεξαρτήτως τοποθεσίας. Το περιθώριο κέρδους, ωστόσο αυξάνεται μετακινούμενοι από Βορρά προς Νότο, κάτι το οποίο οφείλεται στην συγκριτικά περισσότερη απαιτούμενη θερμική ενέργεια σε βορειότερες τοποθεσίες. Οι κλιματικές συνθήκες είναι ιδιαίτερα ευνοϊκές για την ανάπτυξη της τομάτας στη Νότια Ελλάδα, αφού το θερμοκήπιο μπορεί από μόνο του να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις καλλιέργειας, για περίπου πέντε μήνες κατά τη διάρκεια του έτους (φθινόπωρο, άνοιξη).

Στη Βόρεια Ελλάδα, με τη χρήση ενός συστήματος τριπαραγωγής μεγέθους $P=5 \text{ MW}_e$ και $P_{ac}=5 \text{ MW}_{th}$, οι θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις επιτυγχάνονται πλήρως με τη συμπληρωματική λειτουργία ενός λέβητα θερμικής ισχύος $P_b=13.3 \text{ MW}_{th}$ και ψύκτη φυσικού αερίου θερμικής ισχύος $P_{gc}=1.6 \text{ MW}_{th}$, επιτυγχάνοντας απόδοση ROI_{gh} ίση με 25%. Στην Κεντρική Ελλάδα, το θερμικό φορτίο μειώνεται λόγω της υψηλότερης θερμοκρασίας περιβάλλοντος (T_{aj}), με αποτέλεσμα η θερμική ισχύς του λέβητα (P_b), και επομένως το λειτουργικό κόστος, να περιορίζεται αισθητά. Αυτό έχει σαν συνέπεια, τη βελτίωση της οικονομικής απόδοσης ROI_{gh} από 25% σε 31%. Από την ανάλυση ευαισθησίας, προκύπτει ότι σε αντίθεση με τη Βόρεια Ελλάδα, στον Νότο που τα θερμικά φορτία είναι χαμηλότερα από τα ψυκτικά, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ισχύος μικρότερης των 5 MW_e , οδηγούν σε μεγαλύτερη επιστροφή της επένδυσης ROI_{gh} .

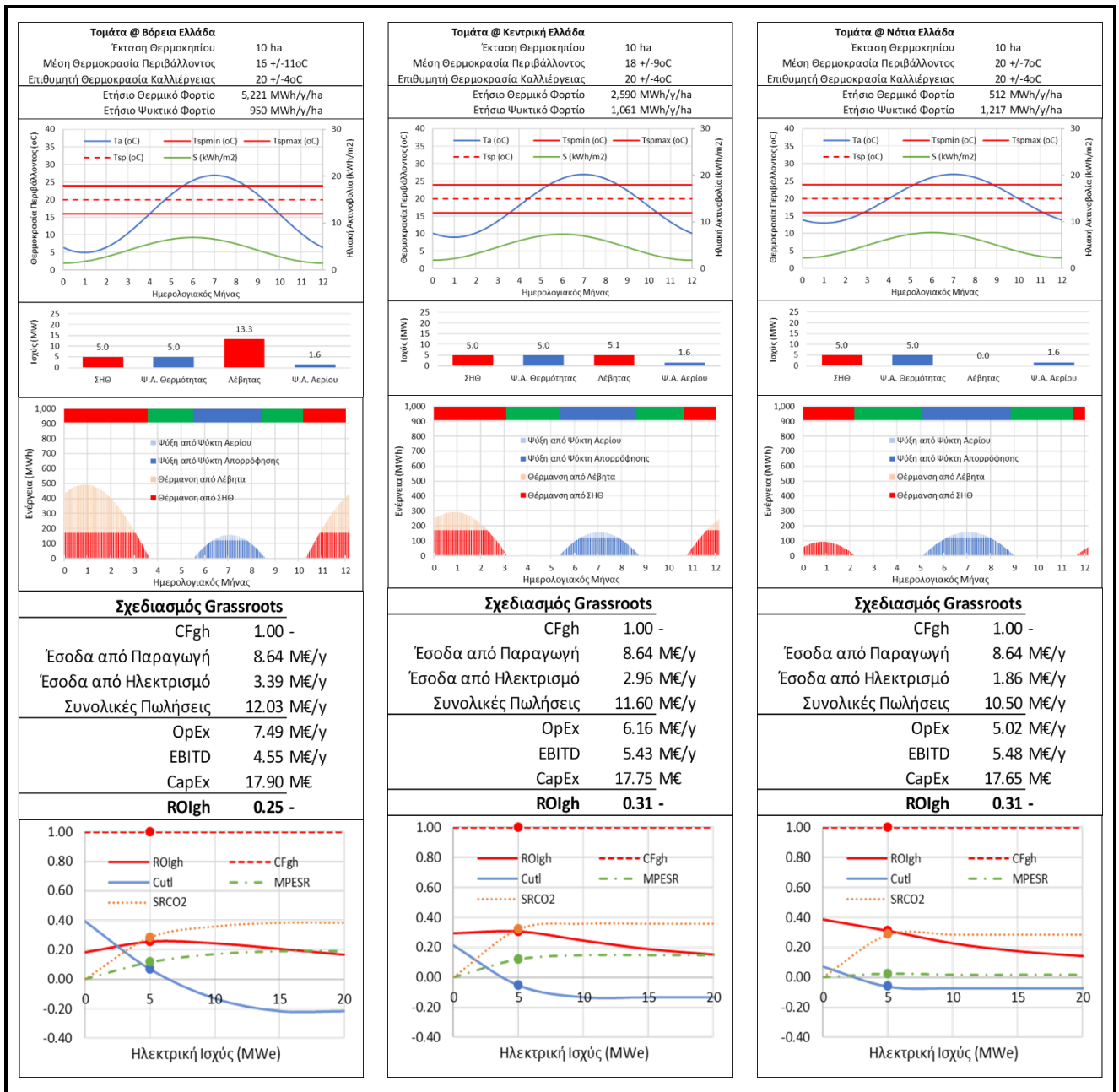
Στην περίπτωση του αγγουριού (Σχήμα 6.17), οι αυξημένες ενεργειακές απαιτήσεις, λόγω του χαμηλότερου απαιτούμενου θερμοκρασιακού εύρους καλλιέργειας, οδηγούν σε διαφορετικά αποτελέσματα. Στη Βόρεια Ελλάδα, που η θερμική και ψυκτική περίοδος, διαρκούν επτά και τέσσερις μήνες, αντίστοιχα, η επιλογή ενός συστήματος τριπαραγωγής μεγέθους $P=5 \text{ MW}_e$ και $P_{ac}=5 \text{ MW}_{th}$, απαιτεί την επιπρόσθετη εγκατάσταση λέβητα και ψύκτη φυσικού αερίου θερμικής ισχύος $P_b=21.3 \text{ MW}_{th}$, και $P_{gc}=5.6 \text{ MW}_{th}$, αντίστοιχα. Έτσι, η οικονομική απόδοση του θερμοκηπίου με τη λειτουργία των παραπάνω συστημάτων είναι σχετικά χαμηλή ($ROI_{gh}=17\%$), ωστόσο, βελτιώνεται για μονάδες πάνω από 5 MW_e . Μετακινούμενοι προς τον Νότο, παρατηρείται μία σημαντική πτώση στις θερμικές απαιτήσεις, και στη θερμική ισχύ του λέβητα (P_b), επίσης.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την καλλιέργεια της φράουλας (Σχήμα 6.18) αποδεικνύουν τη μεγάλη σημασία του θερμοκρασιακού εύρους καλλιέργειας στις ενεργειακές απαιτήσεις του θερμοκηπίου, και κατ' επέκταση στην κερδοφορία της επιχείρησης. Η ζήτηση σε θερμότητα είναι πολύ μικρή και εντοπίζεται μόνο στη Βόρεια Ελλάδα, ενώ το θερμοκήπιο μπορεί για πολλούς μήνες μέσα στο έτος, να λειτουργεί χωρίς την υποστήριξη κάποιου ενεργειακού συστήματος. Το μέγεθος του ενεργειακού εξοπλισμού είναι ίδιο και στις τρεις περιοχές της Ελλάδας, ενώ το σύστημα συμπαραγωγής, ουσιαστικά διαστασιοποιείται για να καλύψει τις ψυκτικές απαιτήσεις της φράουλας. Συγκεκριμένα, στη Βόρεια Ελλάδα, επιλέγοντας μονάδα τριπαραγωγής μεγέθους $P=5 \text{ MW}_e$ και $P_{ac}=5 \text{ MW}_{th}$, και ψύκτη φυσικού αερίου θερμικής ισχύος $P_{gc}=1.6 \text{ MW}_{th}$, επιτυγχάνεται απόδοση ROI_{gh} ίση με 31%. Η χρήση λέβητα δεν απαιτείται. Με τον ίδιο ακριβώς εξοπλισμό, η απόδοση ROI_{gh} μειώνεται αμελητέα στην Κεντρική και Νότια Ελλάδα ($ROI_{gh}=30\%$), η

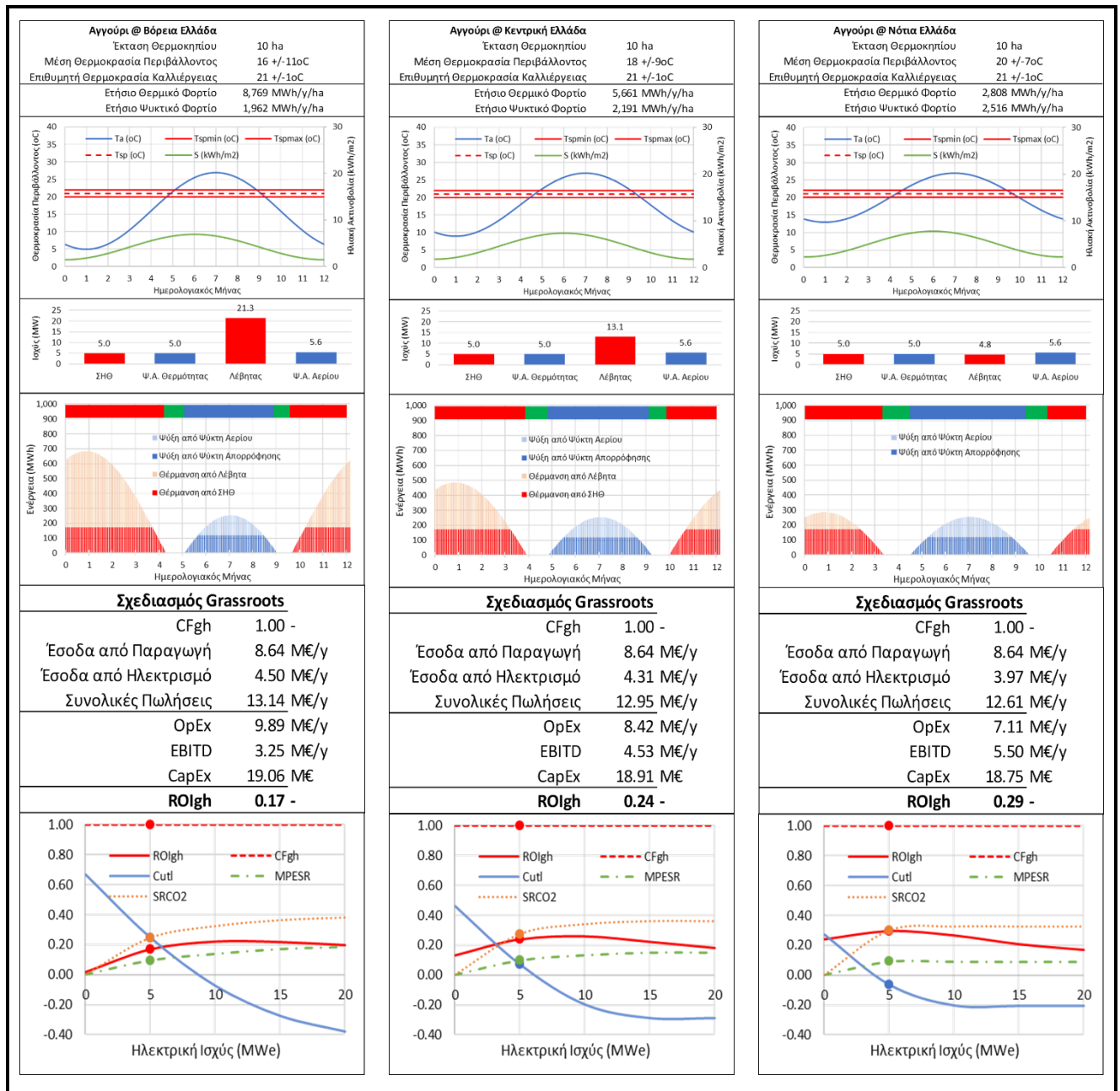
ανάγκη για θέρμανση μηδενίζεται, και η περίοδος αυτόνομης λειτουργίας του θερμοκηπίου αυξάνεται στους 9 και 8 μήνες, αντίστοιχα.

Πίνακας 6.3. Συνοπτικά αποτελέσματα σχεδιασμού grassroots. Καλλιέργεια τομάτας, αγγουριού και φράουλας, στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.

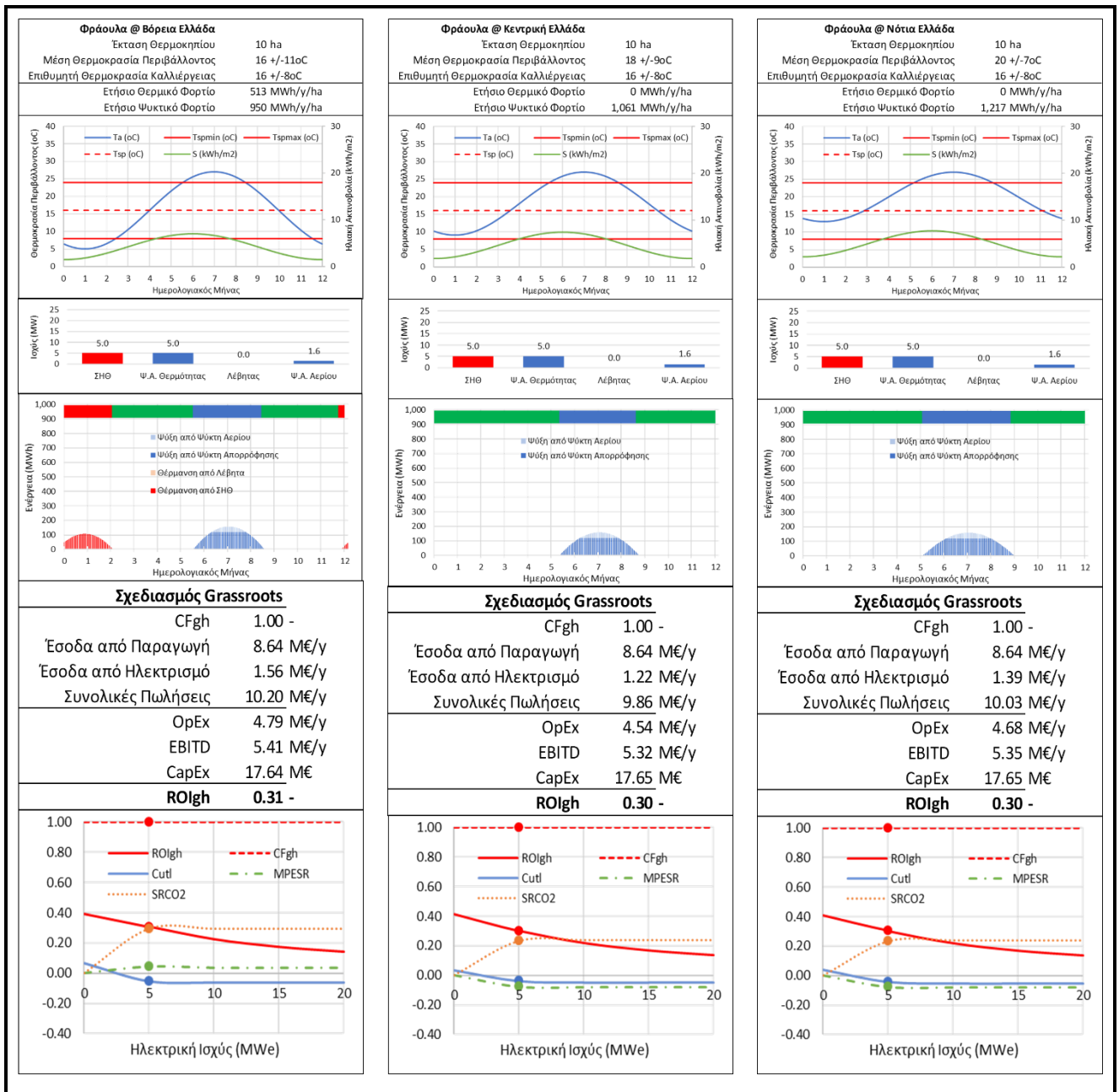
	Καλλιέργεια Τομάτας			Καλλιέργεια Αγγουριού			Καλλιέργεια Φράουλας			
	Βόρεια Ελλάδα	Κεντρική Ελλάδα	Νότια Ελλάδα	Βόρεια Ελλάδα	Κεντρική Ελλάδα	Νότια Ελλάδα	Βόρεια Ελλάδα	Κεντρική Ελλάδα	Νότια Ελλάδα	
Μετεωρολογικά Χαρακτηριστικά										
T_{am}	16.0	18.0	20.0	16.0	18.0	20.0	16.0	18.0	20.0	°C
S_m	4.20	4.60	5.00	4.20	4.60	5.00	4.20	4.60	5.00	kWh/m ²
Ενεργειακός Εξοπλισμός										
Ισχύς ΣΗΘΨ										
P	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	MW _e
P_{ac}	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	MW _{th}
Ισχύς ΣΣΘΨ										
P_b	13.3	5.10	0.00	21.3	13.1	4.80	0.00	0.00	0.00	MW _{th}
P_{gc}	1.60	1.60	1.60	5.60	5.60	5.60	1.60	1.60	1.60	MW _{th}
Περίοδος Λειτουργίας Θερμοκηπίου										
N_d	365	365	365	365	365	365	365	365	365	days
CF_{gh}	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	-
Εξοικονόμηση Ενέργειας										
$MPESR$	0.12	0.12	0.02	0.09	0.10	0.09	0.04	-0.08	-0.08	-
Εξοικονόμηση CO ₂										
$SRCO_2$	0.28	0.32	0.29	0.24	0.27	0.30	0.30	0.23	0.23	kg CO ₂ /MWh
Οικονομική Απόδοση										
$CapEx$	17.9	17.8	17.7	19.1	18.9	18.8	17.7	17.7	17.7	M€
ROI_{gh}	0.25	0.31	0.31	0.17	0.24	0.29	0.31	0.30	0.30	-



Σχήμα 6.16. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια τομάτας στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.



Σχήμα 6.17. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια αγγουριού στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.

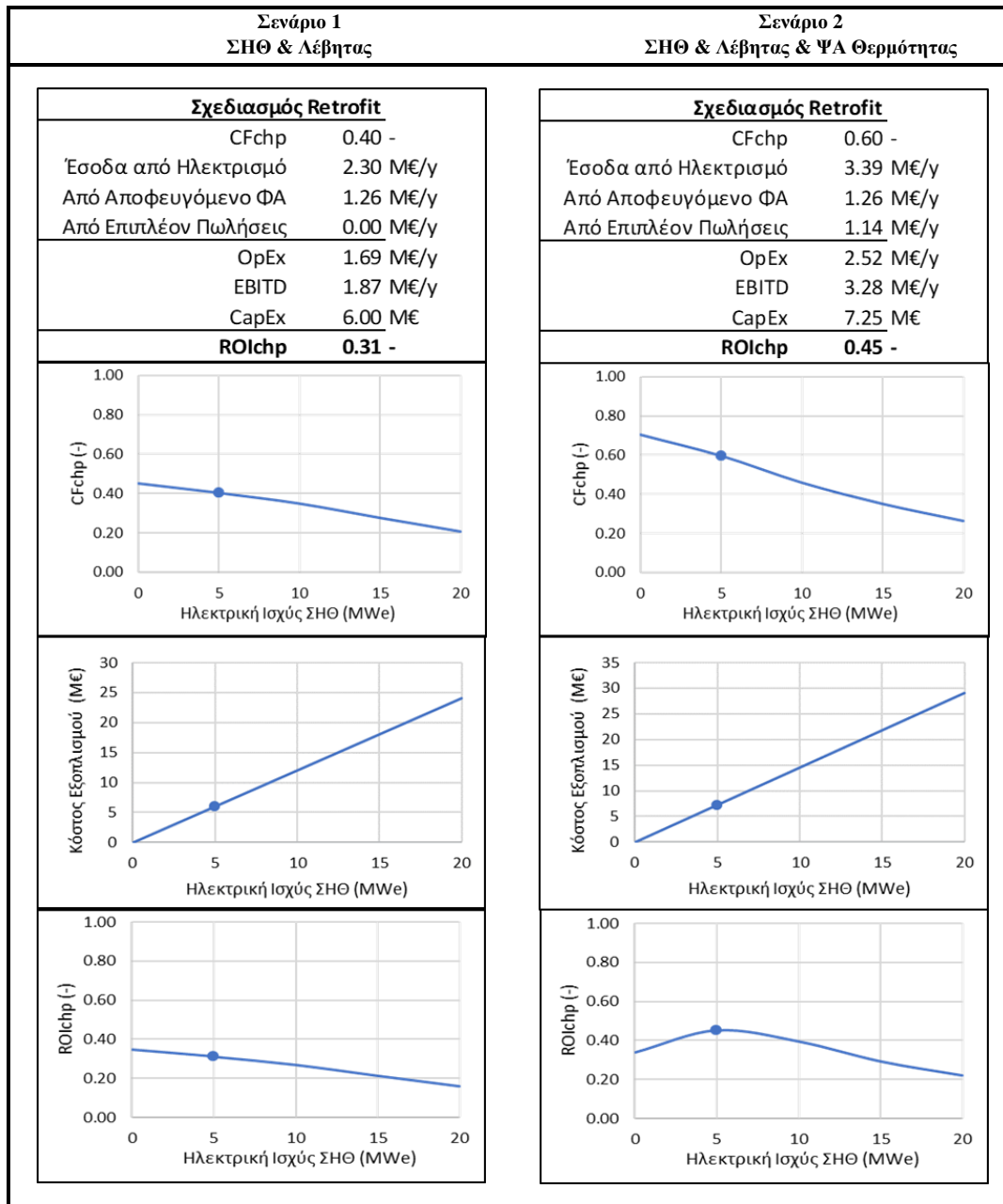


Σχήμα 6.18. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τον σχεδιασμό grassroots. Καλλιέργεια φράουλας στη Βόρεια, Κεντρική και Νότια Ελλάδα.

6.6.5 Αποτελέσματα Σχεδιασμού Τροποποίησης Υφιστάμενης Εγκατάστασης (Retrofit Design)

Για το πρόβλημα επέκτασης εξοπλισμού σε υφιστάμενο θερμοκήπιο που χρησιμοποιεί λέβητα αερίου για θέρμανση, εξετάστηκαν δύο σενάρια. Το Σενάριο 1 αφορά στην προσθήκη μονάδας συμπαραγωγής για θέρμανση μόνο, και το Σενάριο 2, αφορά στην προσθήκη μονάδας συμπαραγωγής για θέρμανση, και ψύκτη απορρόφησης θερμότητας για ψύξη.

Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Σχήμα 6.19. Η επένδυση εμφανίζεται οικονομικά αποδοτική και στα δύο Σενάρια, με το δεύτερο να είναι εμφανώς πιο ελκυστικό δίνοντας επιστροφή ROI_{chp} της τάξης του 45% για μονάδα ΣΗΘ 5 MW_e, καθώς το θερμοκήπιο επωφελείται από την επέκταση λειτουργίας του κατά τους θερινούς μήνες ενισχύοντας τα ετήσια έσοδά του από τις επιπλέον πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας (3.39 M€/y) και προϊόντος (1.14 M€/y), ενώ παράλληλα εξοικονομεί 1.26 M€/y, από το αποφευγόμενο φυσικό αέριο του λέβητα.



Σχήμα 6.19. Αποτελέσματα σχεδιασμού Retrofit για δύο σενάρια επέκτασης εξοπλισμού.

6.7 Συμπεράσματα

Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε αποδεικνύει ότι η ενεργειακή και οικονομική απόδοση ενός θερμοκηπίου, επηρεάζεται σημαντικά από τη γεωγραφική τοποθεσία και τις επικρατούσες κλιματικές συνθήκες, το είδος του προϊόντος και τις προδιαγραφές καλλιέργειας, και τις τιμές ενέργειας σε συνδυασμό με τους μηχανισμούς στήριξης που δίνονται από την Πολιτεία.

Η κερδοφορία του θερμοκηπίου βελτιώνεται αισθητά με τη συμπαραγωγή, συγκριτικά με την περίπτωση που χρησιμοποιείται μόνο λέβητας αερίου για θέρμανση. Για την κλασική

περίπτωση καλλιέργειας τομάτας στη Βόρεια Ελλάδα σε θερμοκήπιο 10 ha, η εγκατάσταση μιας μονάδας ΣΗΘ 5 MW_e, επιφέρει επιπλέον έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας κατά 8.76 M€/y, και οδηγεί σε 19% επιστροφή της επένδυσης. Το ενδεχόμενο ενεργητικής ψύξης με ψύκτες απορρόφησης, αποδεικνύεται μία αποδοτική οικονομικά λύση αυξάνοντας το ROI από 19% σε 25%. Η περίοδος λειτουργίας επεκτείνεται από τους εννιά μήνες στους δώδεκα, ενώ τα ετήσια έσοδα αυξάνονται από 3.03 M€/y σε 4.55 M€/y, με τη χρήση και των δύο ψυκτών. Η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας ξεπερνάει το 10%, κατατάσσοντας την μονάδα ΣΗΘ στην κατηγορία υψηλής απόδοσης, ενώ οι εκπομπές CO₂ περιορίζονται κατά 28%.

Η διερεύνηση της επίδρασης της περιοχής και του είδους καλλιέργειας, έδειξε ότι προϊόντα με μικρό επιτρεπόμενο θερμοκρασιακό εύρος καλλιέργειας, έχουν μεγαλύτερες ενεργειακές απαιτήσεις κατά τη διάρκεια του έτους, επηρεάζοντας τη διαστασιολόγηση του εξοπλισμού και τη συνολική συμπεριφορά του θερμοκηπίου. Από τα τρία προϊόντα που μελετήθηκαν, το αγγούρι εμφανίζει τις περισσότερες ενεργειακές ανάγκες, ενώ η φράουλα τις λιγότερες.

Τα κίνητρα που δίνονται στους χρήστες συμπαραγωγής έχουν μεγάλη επίδραση στο οικονομικό αποτέλεσμα της ανάλυσης. Η έκπτωση στην τιμή φυσικού αερίου και οι τρέχουσες εγγυημένες τιμές για αγροτική χρήση είναι καθοριστικές αυτή τη στιγμή για την προώθηση της τεχνολογίας στον κλάδο των θερμοκηπίων, καθώς χωρίς την ύπαρξή τους, το επενδυτικό ρίσκο μεγαλώνει σημαντικά.

ΣΥΜΒΟΛΑ

A	Έκταση θερμοκηπίου (ha)
$CapEx$	Συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης (€)
C_e	Λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)
C_{eq}	Συνολικό κόστος ενεργειακού εξοπλισμού (€)
$C_{eq,ac}$	Μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (M€/MW _{th})
$C_{eq,b}$	Μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού λέβητα φυσικού αερίου (M€/MW _{th})
$C_{eq,chp}$	Μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού συμπαραγωγής (M€/MW _e)
$C_{eq,gc}$	Μοναδιαίο κόστος εξοπλισμού ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (M€/MW _{th})
$C_{eq,gh}$	Κόστος εξοπλισμού θερμοκηπίου ανά μονάδα επιφάνειας (M€/ha)
CF_{chp}	Συντελεστής χρησιμοποίησης συμπαραγωγής (-)
CF_{gh}	Συντελεστής χρησιμοποίησης θερμοκηπίου (-)
C_g	Λιανική τιμή φυσικού αερίου (€/MWh)
C_{gh}	Λειτουργικό κόστος θερμοκηπίου (κόστος καλλιέργειας) (€/kg)
$C_{m,ac}$	Κόστος συντήρησης ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (€/MWh)
$C_{m,b}$	Κόστος συντήρησης λέβητα φυσικού αερίου (€/MWh)
$C_{m,chp}$	Κόστος συντήρησης συμπαραγωγής (€/MWh)
$C_{m,gc}$	Κόστος συντήρησης ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (€/MWh)
C_{op}	Λειτουργικό κόστος ενεργειακού εξοπλισμού (€)
COP_{ac}	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (-)
COP_{gc}	Συντελεστής συμπεριφοράς ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (-)
C_{pr}	Χονδρεμπορική τιμή πώλησης προϊόντος (€/kg)
C_{utl}	Ενεργειακό λειτουργικό κόστος ανά μονάδα προϊόντος (€/kg)
E	Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από συμπαραγωγή (MWh)
$f_{CO_2}^{ng}$	Συντελεστής εκπομπών CO ₂ από την καύση φυσικού αερίου (kg/MWh)
$f_{CO_2}^{el}$	Συντελεστής εκπομπών CO ₂ από το δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας (kg/MWh)
G	Απαιτούμενο ποσό ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από ΣΗΘΨ (MWh)
$G_{a,h}$	Αποφευγόμενο ποσό κατανάλωσης φυσικού αερίου από τον λέβητα (MWh)
G_b	Απαιτούμενο ποσό ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από τον λέβητα (MWh)
G_{gc}	Απαιτούμενο ποσό ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου από τον ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (MWh)
j	Αριθμός της ημέρας του έτους, $j = 1, 2, \dots, 365$
M	Μέση ετήσια παραγωγικότητα θερμοκηπίου ανά μονάδα επιφάνειας (t/y/ha)
$MPESR$	Δείκτης εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (-)

N_{cd}	Αριθμός των ημερών λειτουργίας του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας
N_d	Αριθμός των ημερών λειτουργίας του θερμοκηπίου (-)
$OpEx$	Ετήσιο λειτουργικό κόστος του θερμοκηπίου και του ενεργειακού εξοπλισμού (€)
P	Ηλεκτρική ισχύς συμπαραγωγής στη συνδυαστική λειτουργία με τον λέβητα και ψύκτη φυσικού αερίου (MW_e)
$P_{ac,auto}$	Θερμική ισχύς του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας σε αυτόνομο σύστημα ΣΗΘΨ (-)
P_{ac}	Θερμική ισχύς του ψύκτη απορρόφησης θερμότητας στη συνδυαστική λειτουργία με τον ψύκτη φυσικού αερίου (MW_{th})
P_{auto}	Ηλεκτρική ισχύς του αυτόνομου συστήματος συμπαραγωγής (MW_e)
$P_{b,auto}$	Θερμική ισχύς του αυτόνομου λέβητα φυσικού αερίου (MW_{th})
P_b	Θερμική ισχύς του λέβητα στη συνδυαστική λειτουργία με τη συμπαραγωγή (MW_{th})
$P_{gc,auto}$	Θερμική ισχύς του αυτόνομου ψύκτη απορρόφησης φυσικού αερίου (MW_{th})
P_{gc}	Θερμική ισχύς του ψύκτη αερίου στη συνδυαστική λειτουργία με τον ψύκτη απορρόφησης θερμότητας (MW_{th})
$Prod$	Ετήσια παραγωγικότητα του θερμοκηπίου (t/y)
$Q_{h,b}$	Ετήσια ωφέλιμη θερμική ενέργεια που παράγει ο λέβητας φυσικού αερίου (MWh)
$Q_{h,b,j}$	Ωφέλιμο θερμικό φορτίο που καλύπτει ο λέβητας φυσικού αερίου την ημέρα j (kW)
$Q_{h,chnp}$	Ετήσια ωφέλιμη θερμική ενέργεια που παράγει η συμπαραγωγή (MWh)
$Q_{h,chnp,j}$	Ωφέλιμο θερμικό φορτίο που καλύπτει η συμπαραγωγή την ημέρα j (kW)
$Q_{c,gc}$	Ετήσια ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγει ο ψύκτης αερίου (MWh)
$Q_{c,gc,j}$	Ωφέλιμο ψυκτικό φορτίο που καλύπτει ο ψύκτης αερίου την ημέρα j (kW)
Q_h	Συνολική ετήσια απαιτούμενη θερμική ενέργεια (MWh)
$Q_{h,j}$	Απαιτούμενο ημερήσιο θερμικό φορτίο (kW)
$Q_{c,j}$	Απαιτούμενη ημερήσια ψυκτική ενέργεια (kW)
$Q_{c,ac}$	Ετήσια ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγει το ΣΗΘΨ (MWh)
$Q_{c,ac,j}$	Ωφέλιμο ψυκτικό φορτίο που καλύπτει ο ψύκτης απορρόφησης θερμότητας την ημέρα j (kW)
$Q_{c,gc}$	Ετήσια ωφέλιμη ψυκτική ενέργεια που παράγει ο ψύκτης αερίου (MWh)
$Q_{c,j}$	Απαιτούμενο ημερήσιο ψυκτικό φορτίο (kW)
ROI_{chnp}	Επιστροφή της επένδυσης συμπαραγωγής (σχεδιασμός retrofit) (-)
ROI_{gh}	Επιστροφή της επένδυσης θερμοκηπίου (σχεδιασμός grassroots) (-)
S	Ετήσια εξοικονόμηση λόγω συμπαραγωγής (σχεδιασμός retrofit) (€)

$Sales$	Ετήσιες πωλήσεις του θερμοκηπίου (€)
S_j	Μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο κατά την j^{th} ημέρα του έτους (kWh/m ²)
S_m	Μέση ετήσια τιμή της ολικής ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο (kWh/m ²)
$SRCO_2$	Δείκτης εξοικονόμησης εκπομπών CO_2 λόγω συμπαραγωγής (-)
T_{aj}	Μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος κατά την j^{th} ημέρα του έτους (°C)
T_{am}	Μέση ετήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος (°C)
$T_{sp,max}$	Μέγιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας (°C)
$T_{sp,min}$	Ελάχιστη απαιτούμενη θερμοκρασία καλλιέργειας (°C)
t_{ao}	Αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη θερμοκρασία περιβάλλοντος (-)
t_{so}	Αριθμός της ημέρας του έτους με τη χαμηλότερη ηλιακή ακτινοβολία (-)
U_L	Συνολικός συντελεστής μεταφοράς θερμότητας του θερμοκηπίου (kW/m ² K)
α	Απορροφητικότητα του θερμοκηπίου (-)
ΔC_e	Προσαύξηση στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για αγροτική χρήση (€/MWh)
ΔC_g	Έκπτωση στην τιμή φυσικού αερίου για χρήση συμπαραγωγής (€/MWh)
ΔS	Ετήσια μεταβολή της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο (kWh/m ²)
ΔT_α	Ετήσια μεταβολή της θερμοκρασίας περιβάλλοντος (°C)
η_b	Θερμική απόδοση λέβητα (-)
η_e	Ηλεκτρική απόδοση συμπαραγωγής (-)
$\eta_{e,r}$	Μέση ηλεκτρική απόδοση δικτύου στην Ελλάδα (-)
η_{th}	Θερμική απόδοση συμπαραγωγής (-)
τ_1	Διαπερατότητα του καλύμματος του θερμοκηπίου (-)
τ_2	Διαπερατότητα του επιπρόσθετου καλύμματος του θερμοκηπίου τις θερμές ημέρες (-)

7.

Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της διδακτορικής διατριβής προτάθηκε ένας απλοποιημένος και αποτελεσματικός μηχανισμός αξιολόγησης της επενδυτικής και λειτουργικής βιωσιμότητας μονάδων συμπαραγωγής, και έγινε μία συστηματική διερεύνηση της επίδρασής τους στην οικονομική, ενεργειακή και περιβαλλοντική συμπεριφορά σύγχρονων θερμοκηπίων.

Ο έλεγχος βιωσιμότητας βασίστηκε στο Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE), και πραγματοποιήθηκε συγκριτικά με τρεις εναλλακτικούς σχηματισμούς για θέρμανση και ψύξη. Ο μηχανισμός εφαρμόστηκε για την περίπτωση της Ελλάδας, θεωρώντας λιανική τιμή φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 40 €/MWh και 120 €/MWh αντίστοιχα, ενώ ο κινητήρας που επιλέχθηκε λόγω της ευρείας χρήσης του, ήταν η μηχανή εσωτερικής καύσης (MEK). Η προτεινόμενη συγκριτική αξιολόγηση, μπορεί να εφαρμοστεί σε οποιαδήποτε χώρα της Ευρώπης, αν είναι γνωστές οι τιμές ενέργειας, η χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, και η κατανομή του θερμικού φορτίου της μελέτης περίπτωσης. Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω παραδοχές, τα βασικότερα συμπεράσματα συνοψίζονται ως εξής:

- Από τους τρεις σχηματισμούς που εξετάστηκαν, το μεγαλύτερο LCOE (114 €/MWh) υπολογίστηκε για την περίπτωση που η συμπαραγωγή υποκαθιστά αντλία θερμότητας, ενώ τη μικρότερη τιμή παρουσίασε ο σχηματισμός με τον λέβητα αερίου και ηλεκτρικό ψύκτη (LCOE=99 €/MWh) αντίστοιχα, καθιστώντας την πρώτη εμφανώς πιο

ανταγωνιστική τεχνολογία έναντι της συμπαραγωγής, λόγω των υψηλών της τεχνικών αποδόσεων σε θέρμανση και ψύξη.

- Η ανάλυση ευαισθησίας απέδειξε ότι από τις τεχνικές παραμέτρους, ο ηλεκτρικός και θερμικός βαθμός απόδοσης της μονάδας συμπαραγωγής επηρέασαν στο μεγαλύτερο βαθμό την τιμή του LCOE, ενώ από τις οικονομικές παραμέτρους, κρίσιμότερες ήταν οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και καυσίμου, καθώς επίσης και το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου.
- Η σύγκριση του LCOE με την τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, έδειξε μία γραμμική σχέση ανάμεσα στις τιμές ενέργειας (ηλεκτρικής και φυσικού αερίου), η οποία οδήγησε στην ανάπτυξη εξισώσεων ελέγχου και κατασκευή χαρτών οικονομικής βιωσιμότητας, όπου υποδείχθηκαν οι συνδυασμοί τιμών για τους οποίους οι εξεταζόμενοι σχηματισμοί είναι βιώσιμοι ή μη: (α) επενδυτικά, (β) λειτουργικά για θέρμανση, (γ) λειτουργικά για ψύξη.
- Με τις τρέχουσες τιμές ενέργειας, η επένδυση της συμπαραγωγής προέκυψε οριακή συγκριτικά με τις συμβατικές τεχνολογίες των λεβήτων και ψυκτών (ηλεκτρικού και φυσικού αερίου), και μη βιώσιμη συγκριτικά με την αντλία θερμότητας. Ωστόσο λειτουργικά, τόσο για θέρμανση όσο και για ψύξη, μία υφιστάμενη μονάδα αποδείχθηκε σε όλες τις περιπτώσεις βιώσιμη.
- Προέκυψε ότι για να καταστεί βιώσιμος επενδυτικά ο σχηματισμός με την αντλία θερμότητας, απαιτούνται αρκετά υψηλές τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ακόμα και για χαμηλές τιμές φυσικού αερίου.
- Από τις ειδικές περιπτώσεις που εξετάστηκαν, φάνηκε ότι επενδύσεις σε συστήματα συμπαραγωγής είναι κερδοφόρες όταν προορίζονται να λειτουργήσουν αποκλειστικά για θέρμανση και υποκαθιστούν λέβητα αερίου. Αντιθέτως, η χρήση τέτοιων συστημάτων μόνο για ψύξη κρίνεται πολύ μεγαλύτερο επενδυτικό ρίσκο.

Για τον σχεδιασμό συστήματος συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας και ψύξης, διατυπώθηκε: (α) μετεωρολογικό μοντέλο για τον υπολογισμό της ημερήσιας θερμοκρασίας περιβάλλοντος και ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια του έτους, (β) μαθηματικό μοντέλο για τον υπολογισμό του ημερήσιου θερμικού και ψυκτικού φορτίου του θερμοκηπίου, (β) μαθηματικό μοντέλο για την προσομοίωση λειτουργίας του ενεργειακού εξοπλισμού, και τον προσδιορισμό του απαιτούμενου μεγέθους και κρίσιμων ενεργειακών και περιβαλλοντικών δεικτών, (δ) οικονομικό μοντέλο για την αξιολόγηση της επένδυσης

που αφορά αφενός τον σχεδιασμό νέου θερμοκηπίου μαζί με τον σχεδιασμό ενεργειακού εξοπλισμού, και αφετέρου το πρόβλημα τροποποίησης υφιστάμενης θερμοκηπιακής εγκατάστασης, με την προσθήκη ΣΗΘΨ στο υπάρχον συμβατικό ενεργειακό σύστημα.

Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόστηκε αποτελεσματικά σε τρεις περιοχές της Ελλάδας με διαφορετικά κλιματικά χαρακτηριστικά και τρία προϊόντα με διαφορετικές συνθήκες καλλιέργειας, οδηγώντας στα εξής συμπεράσματα:

- Η επίδραση του απαιτούμενου θερμοκρασιακού εύρους καλλιέργειας για κάθε προϊόν και των κλιματικών συνθηκών, αποδείχθηκε καθοριστική τόσο για τη διαστασιολόγηση του ενεργειακού εξοπλισμού, όσο και για την κερδοφορία ενός θερμοκηπίου.
- Από τα προϊόντα που μελετήθηκαν, τις μεγαλύτερες θερμικές και ψυκτικές απαιτήσεις παρουσίασε το αγγούρι στη Βόρεια και Νότια Ελλάδα αντίστοιχα, έχοντας το μικρότερο απαιτούμενο θερμοκρασιακό εύρος καλλιέργειας.
- Με τις επικρατούσες συνθήκες αγοράς στην Ελλάδα και τις σχετικές πολιτικές στήριξης, η συμπαραγωγή για θέρμανση προέκυψε μία κερδοφόρα επιλογή για τους κατόχους σύγχρονων θερμοκηπιακών μονάδων, καθώς περιόρισε σημαντικά το λειτουργικό κόστος μειώνοντας τη χρήση του συμβατικού λέβητα αερίου, και προσφέροντας επιπρόσθετα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η ενεργητική ψύξη με ψύκτες απορρόφησης αν και δεν εφαρμόζεται, οδήγησε σε αύξηση της κερδοφορίας λόγω της επέκτασης περιόδου λειτουργίας κατά τους θερινούς μήνες, και της αύξησης της ετήσιας παραγωγικότητας του θερμοκηπίου. Ειδικά στην περίπτωση τροποποίησης υφιστάμενης εγκατάστασης, η προσθήκη ψύκτη απορρόφησης θερμότητας αύξησε το ποσοστό επιστροφής της επένδυσης κατά 14%, σε σχέση με την ενσωμάτωση της συμπαραγωγής μόνο για θέρμανση.
- Ενδεικτικά σε θερμοκήπιο έκτασης 10 ha, η επιλογή μονάδας συμπαραγωγής 5 MW_e και η ταυτόχρονη χρήση ΣΗΘΨ και συμβατικού εξοπλισμού θέρμανσης και ψύξης με λέβητα και ψύκτη απορρόφησης αερίου, έδωσε βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα στον σχεδιασμό νέας εγκατάστασης (grassroots design), για καλλιέργεια τομάτας στην Κεντρική και Νότια Ελλάδα, καθώς και για καλλιέργεια φράουλας στη Βόρεια Ελλάδα, με ROI=31%.
- Το μεγαλύτερο ποσοστό εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (MPESR=12%) και CO₂ (SRCO₂=32%) υπολογίστηκε για την καλλιέργεια τομάτας στη Βόρεια και Κεντρική Ελλάδα, αντίστοιχα.

- Για οποιοδήποτε μέγεθος μονάδας συμπαραγωγής, οι δείκτες εξοικονόμησης ενέργειας και CO₂ προέκυψαν θετικοί στις τρεις εξεταζόμενες περιοχές, για την καλλιέργεια τομάτας και αγγουριού.
- Η καλλιέργεια φράουλας αποδείχθηκε μεν συμφέρουσα οικονομικά σε όλες τις περιοχές της Ελλάδας δίνοντας αρκετά ικανοποιητικές αποδόσεις της τάξης του 30%, είχε ωστόσο τη χειρότερη ενεργειακή συμπεριφορά συγκριτικά με τα άλλα δύο προϊόντα, λόγω των περιορισμένων θερμικών αναγκών καλλιέργειας και της μηδενικής απαίτησης σε λέβητα.
- Κρισιμότερες οικονομικές παράμετροι για την κερδοφορία του θερμοκηπίου ήταν οι τιμές ενέργειας, και οι επιδοτήσεις που δίνονται στους χρήστες συμπαραγωγής με τη μορφή έκπτωσης στην τιμή αγορά φυσικού αερίου, και αύξησης στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Συνοψίζοντας, το γενικό συμπέρασμα που προκύπτει από την παρούσα διδακτορική διατριβή είναι ότι σε επίπεδο λειτουργίας, επιβεβαιώνεται η σημαντική συνεισφορά της συμπαραγωγής στη μείωση της καταναλισκόμενης πρωτογενούς ενέργειας και στον περιορισμό του λειτουργικού κόστους. Η διείσδυση της τεχνολογίας στη χώρα μας, διατηρείται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα συγκριτικά με των υπολοίπων Κρατών-Μελών. Βασικός παράγοντας φαίνεται να είναι η αστάθεια των τιμών ενέργειας και τα υψηλά αρχικά κόστη της επένδυσης. Παρά το δυσμενές επενδυτικό περιβάλλον που επικρατεί μέχρι και σήμερα, τρεις μεγάλες θερμοκηπιακές εγκαταστάσεις έχουν επιλέξει τη συμπαραγωγή ως κύρια τεχνολογία για την κάλυψη των θερμικών τους απαιτήσεων.

Θεωρώντας ότι η αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας θα παίζει σημαντικό ρόλο τα επόμενα χρόνια λαμβάνοντας υπόψη και τις Ευρωπαϊκές περιβαλλοντικές δεσμεύσεις, με την υιοθέτηση των κατάλληλων πολιτικών στήριξης και τη μείωση του επενδυτικού ρίσκου, είναι βέβαιο ότι η συμμετοχή της συμπαραγωγής θα αυξηθεί, καθώς ολοένα και περισσότεροι χρήστες θα επωφελούνται από τη λειτουργία της.

Βιβλιογραφία

- [1] Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, Ευρωπαϊκό Συμβούλιο. “Διεθνείς συμφωνίες για το κλίμα”. Διαθέσιμο: <https://www.consilium.europa.eu/el/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>. [προσπελάστηκε: 12-Σεπτ-2019].
- [2] Ευρωπαϊκή Επιτροπή. “Εκθεση της Επιτροπής Προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Το Συμβούλιο”. Βρυξέλλες, 2015.
- [3] U. Çakir, K. Çomakli, and F. Yüksel, “The role of cogeneration systems in sustainability of energy,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 63, pp. 196–202, 2012.
- [4] Χ. Φραγκόπουλος, Η. Καρυδογιάννης, Γ. Καραλής. “Συμπαραγωγή και Ηλεκτρισμού Θερμότητας”. *Ελληνικό Κέντρο Παραγωγικότητας, ΕΛΚΕΠΑ*, 1994.
- [5] H. Al Moussawi, F. Fardoun, and H. Louahlia-Gualous, “Review of tri-generation technologies: Design evaluation, optimization, decision-making, and selection approach,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 157–196, 2016.
- [6] D. W. Wu and R. Z. Wang, “Combined cooling, heating and power: A review,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 32, no. 5, pp. 459–495, 2006.
- [7] M. Jradi and S. Riffat, “Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 396–415, 2014.
- [8] H. Cho, A. D. Smith, and P. Mago, “Combined cooling, heating and power: A review of performance improvement and optimization,” *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 168–185, 2014.
- [9] Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας (ΤΕΕ), Γενική Γραμματεία Ενέργειας και Ορυκτών Πρώτων Υλών, Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Τεχνική Οδηγία Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-5/2017. “Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού, Θερμότητας & Ψύξης: Εγκαταστάσεις σε Κτίρια,” Αθήνα, Σεπτέμβριος 2017.
- [10] A. Thuman and P. D. Mehta, “Handbook of Energy Engineering,” *The Fairmont Press Inc*, Sixth Edition, Lilburn, 2008.
- [11] E. Cardona and A. Piacentino, “A methodology for sizing a trigeneration plant in mediterranean areas,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 23, no. 13, pp. 1665–1680, 2003.
- [12] E. Cardona and A. Piacentino, “A measurement methodology for monitoring a CHCP pilot plant for an office building,” *Energy Build.*, vol. 35, no. 9, pp. 919–925, 2003.
- [13] D. Maraver, A. Sin, J. Royo, and F. Sebastián, “Assessment of CCHP systems based

- on biomass combustion for small-scale applications through a review of the technology and analysis of energy efficiency parameters,” *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 1303–1313, 2013.
- [14] C. A. Frangopoulos, Introduction: Definition of cogeneration. In: *Cogeneration: Technologies, Optimization and Implementation*. The Institution of Engineering and Technology, London, 2017, p. 344.
- [15] G. Chicco and P. Mancarella, “Distributed multi-generation: A comprehensive view,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 3, pp. 535–551, 2009.
- [16] P. Ahmadi, I. Dincer, and M. A. Rosen, “Exergo-environmental analysis of an integrated organic Rankine cycle for trigeneration,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 64, pp. 447–453, 2012.
- [17] R. Chacartegui, B. Monje, D. Sánchez, J. A. Becerra, and S. Campanari, “Molten carbonate fuel cell: Towards negative emissions in wastewater treatment CHP plants,” *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 19, pp. 453–461, 2013.
- [18] S. Campanari, G. Valenti, E. Macchi, G. Lozza, and N. Ravidà, “Development of a micro-cogeneration laboratory and testing of a natural gas CHP unit based on PEM fuel cells,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 71, no. 2, pp. 714–720, 2014.
- [19] T. Wakui and R. Yokoyama, “Optimal structural design of residential cogeneration systems in consideration of their operating restrictions,” *Energy*, vol. 64, pp. 719–733, 2014.
- [20] T. Wakui, T. Kinoshita, and R. Yokoyama, “A mixed-integer linear programming approach for cogeneration-based residential energy supply networks with power and heat interchanges,” *Energy*, vol. 68, pp. 29–46, 2014.
- [21] P. J. Mago and L. M. Chamra, “Analysis and optimization of CCHP systems based on energy, economical, and environmental considerations,” *Energy Build.*, vol. 41, no. 10, pp. 1099–1106, 2009.
- [22] V. Zare, S. M. S. Mahmoudi, M. Yari, and M. Amidpour, “Thermoeconomic analysis and optimization of an ammonia-water power/cooling cogeneration cycle,” *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 271–283, 2012.
- [23] E. Carpaneto, G. Chicco, P. Mancarella, and A. Russo, “Cogeneration planning under uncertainty. Part I: Multiple time frame approach,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 4, pp. 1059–1067, 2011.
- [24] G. Chicco and P. Mancarella, “Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization,” *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 261–273,

- 2009.
- [25] J. Freeman, K. Hellgardt, and C. N. Markides, “Working fluid selection and electrical performance optimisation of a domestic solar-ORC combined heat and power system for year-round operation in the UK,” *Appl. Energy*, vol. 186, pp. 291–303, 2017.
 - [26] J. Freeman, K. Hellgardt, and C. N. Markides, “An assessment of solar-powered organic Rankine cycle systems for combined heating and power in UK domestic applications,” *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 605–620, 2015.
 - [27] J. Sadhukhan, Y. Zhao, M. Leach, N. P. Brandon, and N. Shah, “Energy Integration and Analysis of Solid Oxide Fuel Cell Based Microcombined Heat and Power Systems and Other Renewable Systems Using Biomass Waste Derived Syngas,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 49, no. 22, pp. 11506–11516, 2010.
 - [28] J. Keirstead, N. Samsatli, N. Shah, and C. Weber, “The impact of CHP (combined heat and power) planning restrictions on the efficiency of urban energy systems,” *Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 93–103, 2012.
 - [29] H. Cho, A. D. Smith, and P. Mago, “Combined cooling , heating and power : A review of performance improvement and optimization,” *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 168–185, 2014.
 - [30] Cogeneration Observatory and Dissemination and European (CODE2), “European Cogeneration Roadmap”, January 2015. Available online: <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE-2-European-Cogeneration-Roadmap.pdf>.
 - [31] Cogeneration Observatory and Dissemination and European (CODE), “Cogeneration Case Studies Handbook,” Jozef Stefan Institute Energy Efficiency Centre, Ljubljana, March 2011.
 - [32] Eurostat, “Combined Heat and Power Generation (CHP), Combined Heat and Power (CHP) data 2005-2017,” 2019. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>. [Accessed: 05-Sep-2019].
 - [33] J. A. Moya, “Impact of support schemes and barriers in Europe on the evolution of cogeneration,” *Energy Policy*, vol. 60, pp. 345–355, 2013.
 - [34] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, “Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης”, Απρίλιος 2012.
 - [35] R. Haas *et al.*, “How to promote renewable energy systems successfully and effectively,” *Energy Policy*, vol. 32, no. 6, pp. 833–839, 2004.
 - [36] Cogeneration Observatory and dissemination Europe (CODE), “European Summary

- Report on CHP Support Schemes. A comparison of 27 national support mechanisms,” 2010. Available online: <http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2011/02/231210-European-Summary-Report-on-CHP-support-schemes.pdf>.
- [37] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Γενική Γραμματεία Ενέργειας και Ορυκτών Πρώτων Υλών, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας Διεύθυνση ΑΠΕ και Ηλεκτρικής Ενέργειας, “Περιεκτική Αξιολόγηση του Δυναμικού Υλοποίησης Συμπαράγωγής Υψηλής Απόδοσης και της Αποδοτικής Τηλεθέρμανσης και Τηλεψύξης”, Μάρτιος 2016.
- [38] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ). “Μηνιαία Στατιστικά Δελτία ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ,” [Online]. Available: www.lagie.gr. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [39] Eurostat, “Electricity prices for non-household consumers,” Available online: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [40] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), “Μηνιαία Δελτία Ενέργειας.” [Online]. Available: www.admie.gr. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [41] M. Sorace, M. Gandiglio, and M. Santarelli, “Modeling and techno-economic analysis of the integration of a FC- based micro-CHP system for residential application with a heat pump,” *Energy*, vol. 120, pp. 262–275, 2016.
- [42] K. Siler-Evans, M. G. Morgan, and I. L. Azevedo, “Distributed cogeneration for commercial buildings: Can we make the economics work?,” *Energy Policy*, vol. 42, pp. 580–590, 2012.
- [43] A. Palzer, G. Westner, and R. Madlener, “Evaluation of different hedging strategies for commodity price risks of industrial cogeneration plants,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 143–160, 2013.
- [44] A. Piacentino and F. Cardona, “An original multi-objective criterion for the design of small-scale polygeneration systems based on realistic operating conditions,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 28, no. 17–18, pp. 2391–2404, 2008.
- [45] E. Cardona, A. Piacentino, and F. Cardona, “Matching economical, energetic and environmental benefits: An analysis for hybrid CHCP-heat pump systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 20, pp. 3530–3542, 2006.
- [46] M. L. Ferrari, A. Traverso, and A. F. Massardo, “Smart polygeneration grids : experimental performance curves of different prime movers,” *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 622–630, 2016.
- [47] L. Dong, H. Liu, and S. Riffat, “Development of small-scale and micro-scale biomass-

- fuelled CHP systems – A literature review,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 29, no. 11–12, pp. 2119–2126, 2009.
- [48] J. Kupecki, M. Skrzypkiewicz, M. Wierzbicki, and M. Stepień, “ScienceDirect Experimental and numerical analysis of a serial connection of two SOFC stacks in a micro-CHP system fed by biogas,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 5, pp. 3487–3497, 2016.
- [49] J. Kupecki, “ScienceDirect Off-design analysis of a micro-CHP unit with solid oxide fuel cells fed by DME,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 35, pp. 12009–12022, 2015.
- [50] C. A. Wheeley, “A Comparative Study of the Economic Feasibility of Employing CHP Systems in Different Industrial Manufacturing Applications,” *Energy Power Eng.*, vol. 03, no. 05, pp. 630–640, 2011.
- [51] S. Di Fraia, N. Massarotti, L. Vanoli, and M. Costa, “Thermo-economic analysis of a novel cogeneration system for sewage sludge treatment,” *Energy*, vol. 115, pp. 1560–1571, 2016.
- [52] M. Badami, F. Camillieri, a. Portoraro, and E. Vigliani, “Energetic and economic assessment of cogeneration plants: A comparative design and experimental condition study,” *Energy*, vol. 71, pp. 255–262, 2014.
- [53] G. Westner and R. Madlener, “Development of cogeneration in Germany: A mean-variance portfolio analysis of individual technology’s prospects in view of the new regulatory framework,” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 5301–5313, 2011.
- [54] J. Y. Kang, D. W. Kang, T. S. Kim, and K. B. Hur, “Comparative economic analysis of gas turbine-based power generation and combined heat and power systems using biogas fuel,” *Energy*, vol. 67, pp. 309–318, 2014.
- [55] G. D. Andrea, M. Gandiglio, A. Lanzini, and M. Santarelli, “Dynamic model with experimental validation of a biogas-fed SOFC plant,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 135, pp. 21–34, 2017.
- [56] D. McLarty, J. Brouwer, and C. Ainscough, “Economic analysis of fuel cell installations at commercial buildings including regional pricing and complementary technologies,” *Energy Build.*, vol. 113, pp. 112–122, 2016.
- [57] M. Santin, A. Traverso, L. Magistri, and A. Massardo, “Thermoeconomic analysis of SOFC-GT hybrid systems fed by liquid fuels,” *Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 1077–1083, 2010.
- [58] J. Zhang, H. Cho, and A. Knizley, “Evaluation of financial incentives for combined

- heat and power (CHP) systems in U.S. regions,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 738–762, 2016.
- [59] I. González-Pino, E. Pérez-Iribarren, A. Campos-Celador, J. Las-Heras-Casas, and J. M. Sala, “Influence of the regulation framework on the feasibility of a Stirling engine-based residential micro-CHP installation,” *Energy*, vol. 84, pp. 575–588, 2015.
- [60] V. Konstantakos, P. A. Pilavachi, A. Polyzakis, and C. Theofylaktos, “A decision support model for combined heat and power economic evaluation,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 42, pp. 129–135, 2012.
- [61] F. Al-Mansour and M. Kožuh, “Risk analysis for CHP decision making within the conditions of an open electricity market,” *Energy*, vol. 32, no. 10, pp. 1905–1916, 2007.
- [62] M. De Paepe and D. Mertens, “Combined heat and power in a liberalised energy market,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 9, pp. 2542–2555, 2007.
- [63] I. Ersoz and U. Colak, “Combined cooling, heat and power planning under uncertainty,” *Energy*, vol. 109, pp. 1016–1025, 2016.
- [64] C. A. Frangopoulos, “A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive,” *Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 52–61, 2012.
- [65] A. A. Knizley, P. J. Mago, and A. D. Smith, “Evaluation of the performance of combined cooling, heating, and power systems with dual power generation units,” *Energy Policy*, vol. 66, pp. 654–665, 2014.
- [66] K. F. Beckers, M. Z. Lukawski, B. J. Anderson, M. C. Moore, and J. W. Tester, “Levelized costs of electricity and direct-use heat from Enhanced Geothermal Systems,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 1, 2014.
- [67] S. Larsson, D. Fantazzini, S. Davidsson, S. Kullander, and M. Höök, “Reviewing electricity production cost assessments,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 170–183, 2014.
- [68] J. Hernández-Moro and J. M. Martínez-Duart, “Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 119–132, 2013.
- [69] A. S. Mundada, K. K. Shah, and J. M. Pearce, “Levelized cost of electricity for solar photovoltaic, battery and cogen hybrid systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 692–703, 2016.
- [70] International Energy Agency (IEA). Nuclear energy agency (NEA), “Projected costs

- p>of generating electricity,” Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, Paris, 2010.
- [71] Department of Energy & Climate Change (DEEC), Parsons Brinckerhoff, “Electricity Generation Costs 2013,” April, pp. 1–47, 2013.
- [72] I. Baniasad Askari, M. Oukati Sadegh, and M. Ameri, “Energy management and economics of a trigeneration system Considering the effect of solar PV, solar collector and fuel price,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 26, pp. 43–55, 2015.
- [73] A. D. Smith, N. Fumo, and P. J. Mago, “Spark spread - A screening parameter for combined heating and power systems,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 5, pp. 1494–1499, 2011.
- [74] A. D. Smith, P. J. Mago, and N. Fumo, “Impact of CHP System Component Efficiencies on the Economic Benefit of CHP Systems Using Spark Spread Analysis,” *Vol. 4 Energy Syst. Anal. Thermodyn. Sustain. Combust. Sci. Eng. Nanoeng. Energy, Parts A B*, no. February 2016, pp. 641–650, 2011.
- [75] G. Comodi and M. Rossi, “Energy versus economic effectiveness in CHP (combined heat and power) applications: Investigation on the critical role of commodities price, taxation and power grid mix efficiency,” *Energy*, vol. 109, pp. 124–136, 2016.
- [76] K. C. Kavvadias, “Energy price spread as a driving force for combined generation investments: A view on Europe,” *Energy*, pp. 1–8, 2016.
- [77] E. Cardona, A. Piacentino, and F. Cardona, “Energy saving in airports by trigeneration. Part I: Assessing economic and technical potential,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, no. 14–15, pp. 1427–1436, 2006.
- [78] V. Bianco, “Analysis of Energy Systems: Management, Planning and Policy”, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2017.
- [79] U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, “Catalog of CHP Technologies,” 2017.
- [80] Independent Statistics & Analysis. Energy. U.S. Department of Energy, “Distributed Generation and Combined Heat & Power System Characteristics and Costs in the Buildings Sector,” 2017.
- [81] L. F. Fuentes-Cortés, J. M. Ponce-Ortega, F. Nápoles-Rivera, M. Serna-González, and M. M. El-Halwagi, “Optimal design of integrated CHP systems for housing complexes,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 99, pp. 252–263, 2015.
- [82] S. Martínez-Lera and J. Ballester, “A novel method for the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems for buildings,” *Energy*, vol. 35, no. 7,

- pp. 2972–2984, 2010.
- [83] F. Freschi, L. Giacccone, P. Lazzeroni, and M. Repetto, “Economic and environmental analysis of a trigeneration system for food-industry: A case study,” *Appl. Energy*, vol. 107, pp. 157–172, 2013.
 - [84] J. Wang, Y. Dai, and L. Gao, “Exergy analyses and parametric optimizations for different cogeneration power plants in cement industry,” *Appl. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 941–948, 2009.
 - [85] K. C. Kavvadias, a. P. Tosios, and Z. B. Maroulis, “Design of a combined heating, cooling and power system: Sizing, operation strategy selection and parametric analysis,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 4, pp. 833–845, 2010.
 - [86] F. Fang, L. Wei, J. Liu, J. Zhang, and G. Hou, “Complementary configuration and operation of a CCHP-ORC system,” *Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 211–220, 2012.
 - [87] P. J. Mago and A. K. Hueffed, “Evaluation of a turbine driven CCHP system for large office buildings under different operating strategies,” *Energy Build.*, vol. 42, no. 10, pp. 1628–1636, 2010.
 - [88] F. Basrawi, T. Yamada, and S. Obara, “Theoretical analysis of performance of a micro gas turbine co/trigeneration system for residential buildings in a tropical region,” *Energy Build.*, vol. 67, pp. 108–117, 2013.
 - [89] M. Canakci and I. Akinci, “Energy use pattern analyses of greenhouse vegetable production,” *Energy*, vol. 31, no. 8–9, pp. 1243–1256, 2006.
 - [90] M. S. Ahamed, H. Guo, L. Taylor, and K. Tanino, “Heating demand and economic feasibility analysis for year-round vegetable production in Canadian Prairies greenhouses,” *Inf. Process. Agric.*, vol. 6, no. 1, pp. 81–90, 2019.
 - [91] L. S. Marsh and S. Singh, “Economics of greenhouse heating with a mine air-assisted heat pump,” *Trans. Am. Soc. Agric. Eng.*, vol. 37, no. 6, pp. 1959–1963, 1994.
 - [92] Kantor Management Consultants & Embassy of the Kingdom of the Netherlands. Greece-Market Special. Developments in the Greek Horticulture Sector: Greenhouses and Agro logistics. 2015.
 - [93] Kittas C, Katsoulas N, Bartzanas T. Structure design, Structures: design, technology and climate control, Part II. In: Good Agricultural Practices for greenhouse vegetable production in the South East European countries for greenhouse vegetable, Rome; 2017, p. 29-51.
 - [94] O. R. Moreton and P. N. Rowley, “The feasibility of biomass CHP as an energy and CO₂ source for commercial glasshouses,” *Appl. Energy*, vol. 96, pp. 339–346, 2012.

- [95] American Society of Agricultural and Biological Engineers. Heating, Ventilating and Cooling Greenhouses. 2008. doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- [96] A. Hepbasli, “A comparative investigation of various greenhouse heating options using exergy analysis method,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4411–4423, 2011.
- [97] V. P. Sethi and S. K. Sharma, “Survey and evaluation of heating technologies for worldwide agricultural greenhouse applications,” *Sol. Energy*, vol. 82, no. 9, pp. 832–859, 2008.
- [98] A. Vadiée and V. Martin, “Energy management in horticultural applications through the closed greenhouse concept, state of the art,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5087–5100, 2012.
- [99] O. Ozgener and A. Hepbasli, “A review on the energy and exergy analysis of solar assisted heat pump systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 3, pp. 482–496, 2007.
- [100] G. R. Figueredo, M. Bourouis, and A. Coronas, “Thermodynamic modelling of a two-stage absorption chiller driven at two-temperature levels,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 28, no. 2–3, pp. 211–217, 2008.
- [101] ILF Consulting Engineers Austria GmbH, and AIT Austrian Institute of Technology GmbH. European Commission. Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. Report, 2017. doi: 10.2760/24422
- [102] R. A. C. Van der Veen and J. Kasmire, “Combined heat and power in Dutch greenhouses: A case study of technology diffusion,” *Energy Policy*, vol. 87, pp. 8–16, 2015.
- [103] B. Sturm, M. Maier, M. Royapoor, and S. Joyce, “Dependency of production planning on availability of thermal energy in commercial greenhouses - A case study in Germany,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 71, no. 1, pp. 239–247, 2014.
- [104] S. K. Chou, K. J. Chua, J. C. Ho, and C. L. Ooi, “On the study of an energy-efficient greenhouse for heating, cooling and dehumidification applications,” *Appl. Energy*, vol. 77, no. 4, pp. 355–373, 2004.
- [105] B. J. Bailey, “Optimal control of carbon dioxide enrichment in tomato greenhouses,” *Acta Hort Trop. Subtrop. Greenhouses*, vol. 578, pp. 63–69, 2002.
- [106] C. Kittas, N. Katsoulas, and T. Bartzanas, “Energy needs and energy saving in Mediterranean greenhouses,” *Acta Hortic.*, vol. 1054, pp. 25–30, 2014.
- [107] J. L. García, S. De La Plaza, L. M. Navas, R. M. Benavente, and L. Luna, “Evaluation

- of the feasibility of alternative energy sources for greenhouse heating,” *J. Agric. Eng. Res.*, vol. 69, no. 2, pp. 107–114, 1998.
- [108] I. E. Grossmann, A. W. Westerberg, and L. T. Biegler, “Retrofit design of processes,” Department of Chemical Engineering and the Engineering Design Research Center Carnegie-Mellon University Pittsburgh, Pennsylvania, March, 1987.
- [109] F. A. Al-Sulaiman, F. Hamdullahpur, and I. Dincer, “Performance comparison of three trigeneration systems using organic rankine cycles,” *Energy*, vol. 36, no. 9, pp. 5741–5754, 2011.
- [110] M. Ebrahimi and A. Keshavarz, “Climate impact on the prime mover size and design of a CCHP system for the residential building,” *Energy Build.*, vol. 54, pp. 283–289, 2012.
- [111] F. A. Al-sulaiman, F. Hamdullahpur, and I. Dincer, “Performance assessment of a novel system using parabolic trough solar collectors for combined cooling, heating, and power production,” *Renew. Energy*, vol. 48, pp. 161–172, 2012.
- [112] F. A. Al-sulaiman, F. Hamdullahpur, I. Dincer, M. Ebrahimi, and A. Keshavarz, “Energy analysis of a trigeneration plant based on solid oxide fuel cell and organic Rankine cycle,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 10, pp. 5104–5113, 2010.
- [113] E. Bilgen, “Exergetic and engineering analyses of gas turbine based cogeneration systems,” *Energy*, vol. 25, pp. 1215–1229, 2000.
- [114] H. Ghaebi, S. Karimkashi, and M. H. Saidi, “Integration of an absorption chiller in a total CHP site for utilizing its cooling production potential based on R-curve concept,” *Int. J. Refrig.*, vol. 35, no. 5, pp. 1384–1392, 2012.
- [115] Y. Huangfu, J. Y. Wu, R. Z. Wang, and Z. Z. Xia, “Experimental investigation of adsorption chiller for Micro-scale BCHP system application,” vol. 39, pp. 120–127, 2007.
- [116] E. Bilgen *et al.*, “Thermodynamic analysis of a tri-generation system based on micro-gas turbine with a steam ejector refrigeration system,” *Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 2203–2209, 2010.
- [117] E. Jannelli, M. Minutillo, R. Cozzolino, and G. Falcucci, “Thermodynamic performance assessment of a small size CCHP (combined cooling heating and power) system with numerical models,” *Energy*, vol. 65, pp. 240–249, 2014.
- [118] A. Soroureddin, A. S. Mehr, S. M. S. Mahmoudi, and M. Yari, “Thermodynamic analysis of employing ejector and organic Rankine cycles for GT-MHR waste heat utilization : A comparative study,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 67, pp. 125–137,

- 2013.
- [119] D. B. E. Santo, “Energy and exergy efficiency of a building internal combustion engine trigeneration system under two different operational strategies,” *Energy Build.*, vol. 53, pp. 28–38, 2012.
 - [120] E. Jannelli *et al.*, “Mashad trigeneration potential – An opportunity for CO₂ abatement in Iran,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 60, pp. 125–137, 2013.
 - [121] S. M. H. Mohammadi and M. Ameri, “Energy and exergy analysis of a tri-generation water-cooled air conditioning system,” *Energy Build.*, vol. 67, pp. 453–462, 2013.
 - [122] F. Basrawi, T. Yamada, and S. Obara, “Economic and environmental based operation strategies of a hybrid photovoltaic–microgas turbine trigeneration system,” *Appl. Energy*, vol. 121, pp. 174–183, 2014.
 - [123] O. Ibrahim, F. Fardoun, R. Younes, and H. Louahlia-gualous, “Energy status in Lebanon and electricity generation reform plan based on cost and pollution optimization,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 255–278, 2013.
 - [124] F. Basrawi *et al.*, “Thermodynamic analysis of a trigeneration system consisting of a micro gas turbine and a double effect absorption chiller,” *Energy Build.*, vol. 67, no. 16, pp. 453–462, 2011.
 - [125] G. Angrisani, C. Roselli, M. Sasso, and F. Tariello, “Dynamic performance assessment of a micro-trigeneration system with a desiccant-based air handling unit in Southern Italy climatic conditions,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 80, pp. 188–201, 2014.
 - [126] I. N. Suamir *et al.*, “Integration of CO₂ refrigeration and trigeneration systems for energy and GHG emission savings in supermarkets,” *International Journal of Refrigeration*, vol. 80, pp. 407–417, 2011.
 - [127] F. Basrawi and T. Yamada, “Theoretical analysis of performance of a micro gas turbine co / trigeneration system for residential buildings in a tropical region,” *Energy Build.*, vol. 67, pp. 108–117, 2013.
 - [128] G. Angrisani, F. Minichiello, C. Roselli, and M. Sasso, “Desiccant HVAC system driven by a micro-CHP : Experimental analysis,” *Energy Build.*, vol. 42, no. 11, pp. 2028–2035, 2010.
 - [129] M. Liu, Y. Shi, and F. Fang, “Optimal power flow and PGU capacity of CCHP systems using a matrix modeling approach,” *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 794–802, 2013.
 - [130] J. Wang, Y. Jing, C. Zhang, and Z. John, “Performance comparison of combined

- cooling heating and power system in different operation modes,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4621–4631, 2011.
- [131] A. Rosato, S. Sibilio, and G. Ciampi, “Energy , environmental and economic dynamic performance assessment of different micro-cogeneration systems in a residential application,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 59, no. 1–2, pp. 599–617, 2013.
- [132] Agritex ENERGY SA. <http://www.agritex.gr> [προσπελάστηκε: 02-Φεβρ-2019].
- [133] Wonderplant SA. <http://www.wonderplant.gr> [προσπελάστηκε: 13-Φεβρ-2019].
- [134] ITA Group, Drama Greenhouses SA. <http://ita-sa.gr> [προσπελάστηκε: 13-Φεβρ-2019].
- [135] Αργυρίου Α., Γαγλία Α., Δασκαλάκη Ε., Ζαχαριάς Π., Κατσάνος Δ., Κοντογιαννίδης Σ., κ.ά. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας (ΤΕΕ). Τεχνική Οδηγία. Κλιματικά Δεδομένα Ελληνικών Πόλεων, Ιούλιος 2010.
- [136] Kittas C, Katsoulas N, Bartzanas T. Greenhouse Design Based On Climagraph Data. Structures: design, technology and climate control, Part II. In: Good Agricultural Practices for greenhouse vegetable production in the South East European countries for greenhouse vegetable, Rome; 2017, p. 29-51.
- [137] K. G. Tataraki, K. C. Kavvadias, and Z. B. Maroulis, “A systematic approach to evaluate the economic viability of Combined Cooling Heating and Power systems over conventional technologies,” *Energy*, vol. 148, pp. 283–295, 2018.
- [138] M. Badami and A. Portoraro, “Performance analysis of an innovative small-scale trigeneration plant with liquid desiccant cooling system,” vol. 41, pp. 1195–1204, 2009.
- [139] B. Draoui and T. Boulard, “Quantification of the ventilation of a greenhouse with a roof opening,” *Agric and Forest Meteor.*, vol. 77, pp. 95–111, 1995.